

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TRABAJO FIN DE GRADO

**REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LAS REDES DE
TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN DE
ELECTRICIDAD.**

Autora: Celia Jiménez López

Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, Septiembre 2015

AGRADECIMIENTOS

A Fernando Soto, por darme la oportunidad de trabajar con él y ayudarme a lo largo de la realización de este TFG.

A ti mamá, gracias por enseñarme a luchar por mis sueños y creer en mí, gracias por tu tenacidad en conseguirme una buena educación y transmitirme grandes valores que me han hecho ser la persona que soy hoy. Tu recuerdo está vivo en mí cada día y es la luz que me guía en la vida.

A ti papá por ser el pilar de mi vida, por apoyarme incondicionalmente siempre y creer en mí, por animarme en cada momento y por desvivirte porque pudiera estudiar lo que siempre he querido. Sin ti no lo hubiera conseguido, simplemente gracias.

Gracias a mis amigos, amigas y familia, que siempre han tenido fe en mí y que me han ayudado y apoyado a lo largo de los años de carrera, incondicionalmente. Y a mis compañeros de universidad, que han sido los compañeros de batalla a lo largo de estos años, sin los cuales hubiera sido mucho más duro llegar al final del camino.

Sin todos vosotros esto no hubiera sido posible.

“Cualquier persona, en mar o en tierra, con un aparato sencillo y barato que cabe en un bolsillo, podría recibir noticias de cualquier parte del mundo o mensajes particulares destinados sólo al portador, la Tierra se asemejaría, pues, a un inconmensurable cerebro, capaz de emitir una respuesta desde cualquier punto”
Nikola Tesla 1856 – 1943.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN.....	8
2. OBJETIVOS.....	9
3. SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	10
3.1 GENERACIÓN.....	13
3.2 TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.....	14
3.3 SISTEMA ELÉCTRICO. PRINCIPALES MAGNITUDES.....	16
4. REGULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN Y EL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA.....	18
4.1 EVOLUCIÓN DE LAS REGULACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LO LARGO DE LA HISTORIA.....	19
4.2 REGULACIÓN ACTUAL.....	47
5. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RETRIBUCIONES EN EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	61
5.1 EJEMPLOS DE COMPARACIÓN ENTRE RETRIBUCIONES.....	87
5.2 HOJA DE RUTA.....	88
6. PRESUPUESTO.....	90
7. CRONOGRAMA.....	91
8. CONCLUSIONES.....	91
9. BIBLIOGRAFÍA.....	93

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de un sistema eléctrico de potencia. Fuente Open Course Ware Universidad Carlos III de Madrid. Profesor Juan Carlos Burgos.....	pag 11
Figura 2. Esquema del sistema eléctrico peninsular. Fuente REE.....	pag 12
Figura 3. Potencia instalada en el sistema península español a 31/12/2014. Fuente REE.....	pag 13
Figura 4. Potencia instalada en los sistemas extra-peninsulares españoles a 31/12/2014. Fuente REE.....	pag 14
Figura 5. Tabla de las magnitudes de los elementos que componen la red de transporte del sistema eléctrico español. Fuente REE.....	pag 16
Figura 6. Evolución de la longitud de las líneas de transporte instaladas en el sistema eléctrico español hasta el año 2014. Fuente REE.....	pag 17
Figura 7. Desglose del kilometraje de la red de transporte a 31/12/2014, por tipología de cableado y capacidad de transformación de la red de transporte a esa fecha. Fuente REE.....	pag 17
Figura 8. Retribución del transporte de energía eléctrica. Elaboración propia.....	pag 49
Figura 9. Retribución del transporte de energía eléctrica2. Elaboración propia.....	pag 49
Figura 10. Retribución del transporte de energía eléctrica 3. Elaboración propia.....	pag 50
Figura 11. Retribución de la distribución de energía eléctrica. Elaboración propia.....	pag 52
Figura 12. Retribución de la distribución de energía eléctrica 2. Elaboración propia.....	pag 53
Figura 13. Retribución de la distribución de energía eléctrica 3. Elaboración propia.....	pag 54
Figura 14. Retribución de la distribución de energía eléctrica 4. Elaboración propia.....	pag 55
Figura 15. Retribución de la distribución de energía eléctrica 5. Elaboración propia.....	pag 56
Figura 16. Retribución de la distribución de energía eléctrica 6. Elaboración propia.....	pag 57
Figura 17. Retribución de la distribución de energía eléctrica 7. Elaboración propia.....	pag 59
Figura 18. Retribución de la distribución de energía eléctrica 8. Elaboración propia.....	pag 60
Figura 19. Retribución de la distribución de energía eléctrica 9. Elaboración propia.....	pag 61
Figura 20. Evolución de la regulación retributiva en transporte y distribución.....	pag 63
Figura 21. Evolución del déficit del sistema eléctrico. Fuente Endesa.....	pag 64
Figura 22. Evolución de los costes e ingresos regulados. Fuente Endesa.....	pag 65
Figura 23. Desglose de conceptos, por porcentaje de la factura eléctrica. Fuente Endesa.....	pag 66
Figura 24. Empresas que financian el déficit de tarifa. Fuente Endesa.....	pag 66

Figura 25. Costes de transporte. Elaboración propia.....	pag 67
Figura 26. Nueva retribución de transporte, año inicial. Fuente REE.....	pag 70
Figura 27. Nueva retribución de transporte, años sucesivos. Fuente REE.....	pag 70
Figura 28. Inversión en la actividad eléctrica en España (M€). Fuente Unesa.....	pag 73
Figura 29. Remuneración transporte electricidad. Fuente BOE y Energía y Sociedad.....	pag 74
Figura 30. Costes de distribución. Elaboración propia.....	pag 75
Figura 31. Remuneración distribución electricidad. Fuente BOE y Energía y Sociedad.....	pag 80
Figura 32. Resumen de cambios en la reforma del Sector Eléctrico.....	pag 81
Figura 33. Retribución real, energía distribuida y ratio de ambas. Fuente UNESA.....	pag 83
Figura 34. Inversión en la red de distribución 1997-2012 vs. energía distribuida. Fuente UNESA.....	pag 83
Figura 35. Evolución de la demanda de energía eléctrica. Fuente REE.....	pag 84
Figura 36. Fuente El País con datos de Eurostat.....	pag 85
Figura 37. Evolución de la rentabilidad de la actividad eléctrica en España y del resto de las actividades entre los años 2000-2012. Fuente Unesa.....	pag 85
Figura 38. Evolución del resultado neto de explotación de la Actividad Eléctrica en España y de otras actividades entre 1998 y 2012. Fuente Unesa.....	pag 86
Figura 39. Fuente BOE y Energía y Sociedad.....	pag 87
Figura 40. Fuente BOE y Energía y Sociedad.....	pag 88
Figura 41. Ejemplo de retribución de distribución. Elaboración propia.....	pag 89
Figura 42. Elaboración propia. Ejemplo de retribución de transporte. Elaboración propia.....	pag 89

ACRÓNIMOS

REE: Red Eléctrica de España

BOE: Boletín Oficial del Estado

CNE: Comisión Nacional de Energía

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

IPC: Índice de Precios de Consumo

TUR: Tarifa de Último Recurso

UE: Unión Europea

TIEPI: Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada

NIEPI: Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada

UE: Unión Europea

TFG: Trabajo Final de Grado

RD: Real Decreto

MRR: Modelos Red Referencia

RDL: Real Decreto Ley

CTs: Centros de Transformación

AT: Alta Tensión

BT: Baja Tensión

1. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico refleja la situación económica de un país porque está estrechamente ligado con su actividad económica. Así cuando el país está en crecimiento, y por tanto, las actividades industriales y comerciales aumentan, la demanda de energía eléctrica aumenta también, por lo contrario cuando el país atraviesa una crisis económica, la actividad industrial disminuye y la demanda de energía eléctrica disminuye del mismo modo. Por tanto, el estado económico del sector eléctrico, es un buen indicativo de la economía de un país.

El sistema retributivo de las actividades de distribución y transporte de electricidad es complejo, porque depende de múltiples variables a tener en cuenta y de la regulación vigente en cada momento. Algunos de esos factores son: el volumen de la demanda de electricidad, el déficit entre ingresos y gastos del sector eléctrico, las inversiones que las empresas del sector tienen que llevar a cabo, ya sea por necesidad para poder dar servicio a sus clientes, o por imposición de directrices europeas.

Para poder acometer la tarea de analizar las retribuciones que ha habido desde 1997 hasta la actualidad (septiembre 2015), es necesario conocer que elementos forman parte de las redes de distribución y transporte, los conceptos por los cuales se retribuyen dichas actividades y la forma de retribuir las actividades reguladas de distribución y transporte y con estos fines se afronta el presente Trabajo Fin de Grado.

2. OBJETIVOS

Los objetivos del presente TFG son conocer la evolución de la retribución que reciben las empresas que diseñan, construyen, operan y mantienen las instalaciones tanto de la red de distribución como de la red de transporte de electricidad.

Para ello, se inicia este análisis, exponiendo cómo ha ido variando la regulación con respecto a las retribuciones de las instalaciones de las redes de transporte y distribución, a lo largo de los años, comenzando en 1997 que es cuando se liberaliza el Sector Eléctrico.

Se marca como objetivo, entender la forma de retribuir estas dos operaciones de carácter regulado por el Estado de España, en cada uno de los periodos legislativos y los motivos que han inducido al cambio de dicha normativa, por parte del legislador. Y mostrar estos cambios, junto con las razones de que se llevaran a cabo y los efectos que han causado, en el Sistema Eléctrico, de manera clara y concisa.

Así como, analizar, tanto cualitativamente, como cuantitativamente, si dichos cambios han sido efectivos en la consecución de sus objetivos y el verdadero efecto que han causado en el sistema, a lo largo de la historia, desde 1997 hasta el momento actual, con los últimos datos oficiales publicados por los diferentes organismos y empresas que intervienen en las actividades de distribución y transporte de electricidad.

Para realizar este análisis se compararán resultados numéricos, de remuneración de las actividades de estudio, de varias empresas dedicadas a la misma actividad, en periodos regulatorios diferentes.

Por último, después de analizar todos los datos y la documentación más relevante sobre el tema de estudio, se extraerán las conclusiones oportunas que arroja toda la información recabada.

3. SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

En este apartado se va a explicar la importancia de la electricidad para el conjunto de la sociedad, en nuestro país, cómo está estructurado el sistema eléctrico español, las actividades que en él se realizan y los elementos que componen el sistema.

La energía eléctrica es una forma de energía muy fácil de transportar a largas distancias, es la energía más versátil a la hora de generarla a partir de diversas fuentes de energía primaria y la que más aplicaciones nos ofrece en el día a día.

Hoy en día casi el 100% de las actividades industriales, laborales y comerciales y las actividades derivadas y ligadas a estas, de cualquier sector, necesitan un suministro eléctrico para desarrollar sus trabajos de forma eficiente y segura. De hecho, en la era de la información y la tecnología, en la que nos encontramos, en la que los mercados son muy exigentes con los productos y servicios que venden y/o compran, es esencial disponer de una energía eléctrica limpia, uniforme y continua y por estos motivos cada vez se implementan más soluciones de continuidad de suministro eléctrico y protección de equipos contra picos y sobretensiones, en todos los niveles de la sociedad, tanto en el ámbito doméstico, como en las pequeñas y medianas empresas y en las grandes compañías.

Para conseguir el correcto desarrollo de la actividad económica y doméstica de un país, es necesario disponer de un sistema eléctrico unificado que permita que la energía eléctrica sea producida, transportada y distribuida a los consumidores de manera eficiente, con calidad y seguridad.

Un sistema eléctrico es un conjunto de medios y elementos utilizados para la generación, distribución y transporte de energía eléctrica que operan coordinadamente en un determinado territorio, para satisfacer la demanda de energía eléctrica de los consumidores.

La mayor parte del sistema eléctrico español está formada por equipos y aparatos trifásicos, aunque los consumidores finales de baja tensión, utilizan sistemas monofásicos, por su bajo nivel de potencia consumida (a excepción de algunas industrias o consumidores que necesitan grandes cantidades de potencia). La energía se generará y transportará en corriente alterna trifásica (con alguna excepción), con una frecuencia de 50 Hz en España. La razón del uso de corriente alterna, en vez de corriente continua, es la facilidad con la que se pueden modificar los valores de tensión y corriente, de la corriente alterna, según nuestros intereses, con el objetivo de minimizar las pérdidas de energía en el transporte.

A continuación se muestra un ejemplo de un sistema eléctrico de potencia, en el que se pueden ver los rangos de tensiones de cada actividad, de las que engloba el sector eléctrico.

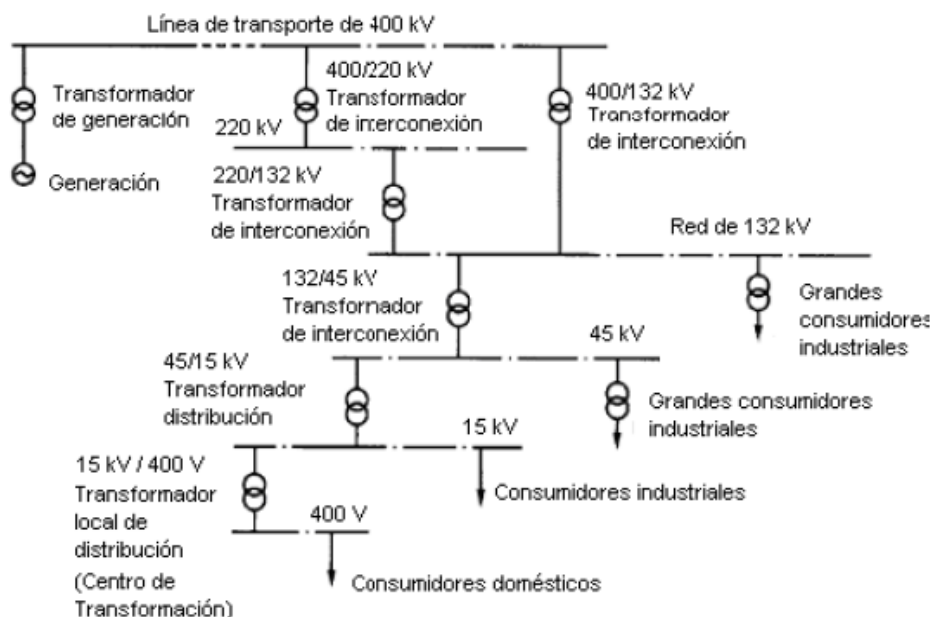


Figura 1. Esquema de un sistema eléctrico de potencia. Fuente Open Course Ware Universidad Carlos III de Madrid. Profesor Juan Carlos Burgos¹

Los sistemas eléctricos están constituidos básicamente por los siguientes elementos:

- Los centros o plantas de generación donde se produce la electricidad (centrales nucleares, hidroeléctricas, de ciclo combinado a gas natural, parques eólicos, etc.).
- Las líneas de transporte de la energía eléctrica de muy alta tensión (MAT),
- Las estaciones transformadoras (subestaciones) que reducen la tensión de la línea (Muy Alta Tensión/Alta tensión/Media tensión, Media tensión/Baja tensión)
- Las líneas de distribución de media y baja tensión que llevan la electricidad hasta los puntos de consumo,
- Un centro de control eléctrico desde el que se gestiona y opera el sistema de generación y transporte de energía.

¹<http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/circuitos-magneticos-y-transformadores/temas/temas/TEMA-0.pdf/view>

A continuación se muestra un esquema del sistema eléctrico español, peninsular:

ESQUEMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

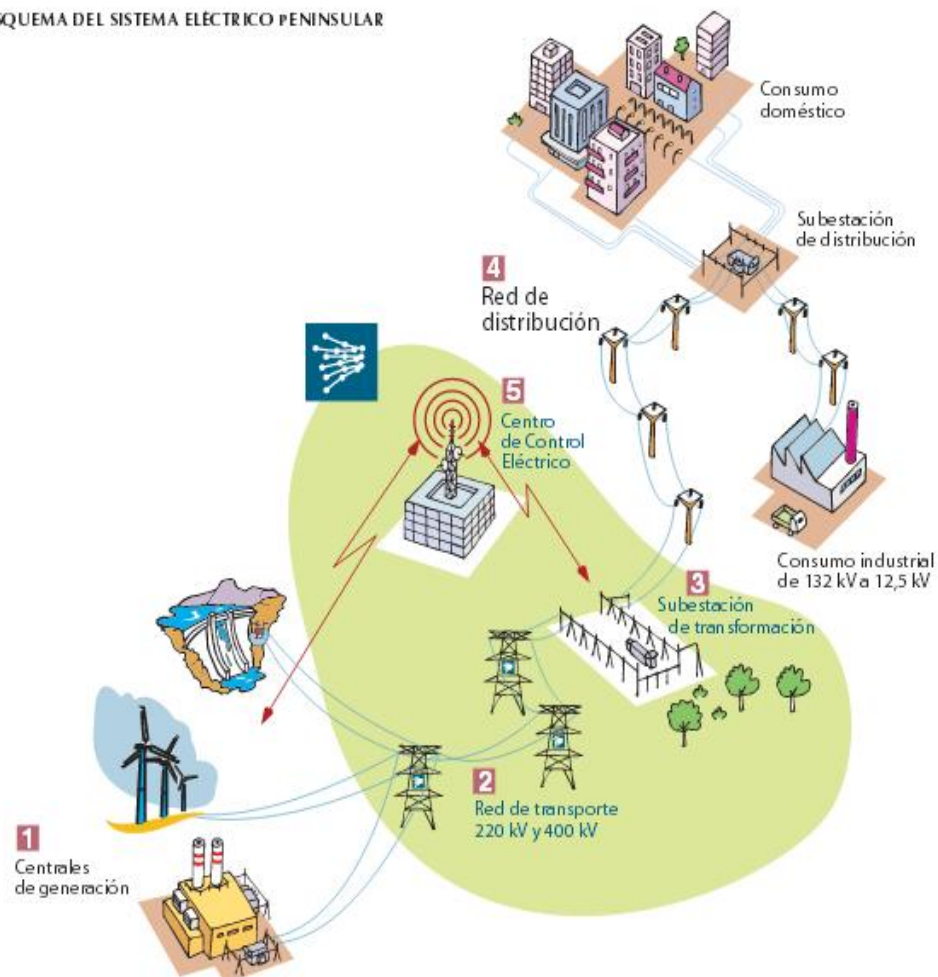


Figura 2. Esquema del sistema eléctrico peninsular. Fuente REE²

²http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/el_suministro_de_la_electricidad.pdf (fecha 04/10/2014)

3.1 GENERACIÓN

La generación es la parte de un sistema eléctrico de potencia destinado a la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria. Dependiendo del tipo de energía primaria y la tecnología empleada para la transformación de ésta en energía eléctrica existen diversos tipos de centrales generadoras como por ejemplo: centrales térmicas convencionales, centrales térmicas de ciclo combinado, centrales nucleares, centrales hidroeléctricas, parques eólicos, solar fotovoltaica, solar térmica, cogeneración, etc.

El proceso de suministro eléctrico comienza en las centrales de producción, donde se genera la energía eléctrica.

Desde la liberalización del sistema eléctrico producido por la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, la actividad de generación de energía eléctrica, se ha desarrollado en régimen de libre mercado, sin intervención del Estado, como regulador de la actividad, una vez que las actividades ligadas a la producción de energía (construcción, explotación, modificación y cierre de instalaciones) han sido autorizadas por la administración.

Según datos de REE (figuras 2 y 3), del pasado año 2014, en el sistema eléctrico español (contabilizando el sistema peninsular y los sistemas insulares), tenemos una potencia instalada de aproximadamente 108.000 MW, entre la suma de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica, tanto renovables como no renovables.

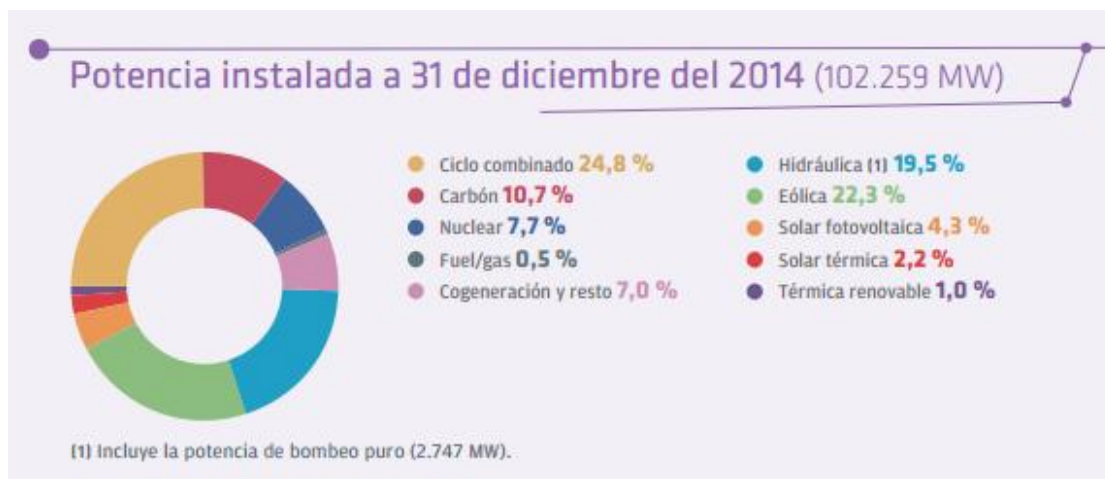


Figura 3. Potencia instalada en el sistema península español a 31/12/2014. Fuente REE³

3 http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2014.pdf

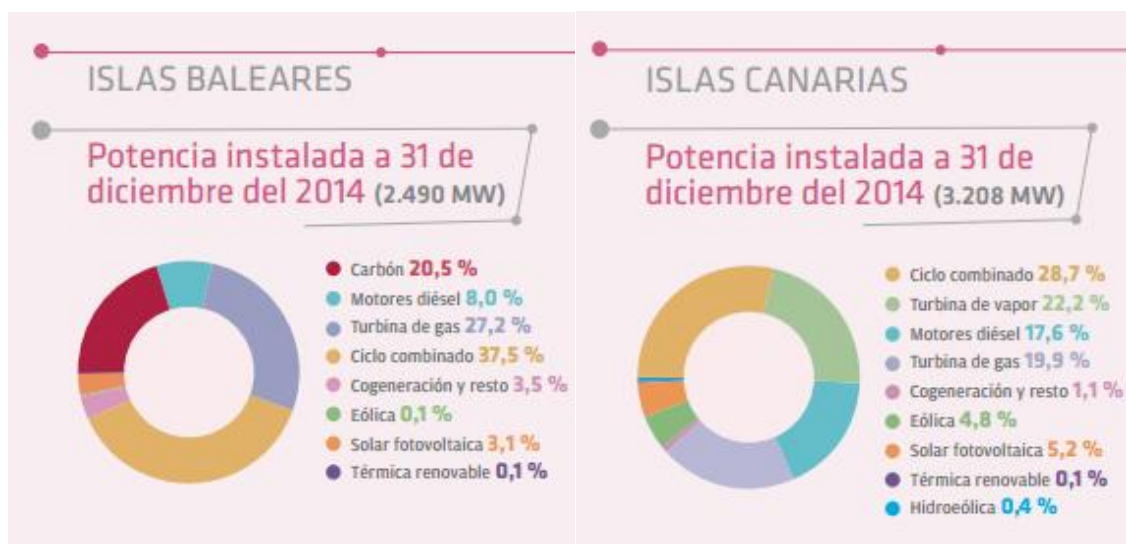


Figura 4. Potencia instalada en los sistemas extra-peninsulares españoles a 31/12/2014. Fuente REE⁴

3.2 TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Posteriormente a la generación de la electricidad en las centrales de producción, Red Eléctrica de España, como gestor de la red de transporte y transportista único, transporta la electricidad desde las centrales hasta los centros de distribución, a través de su red de transporte de alta tensión y desde allí, son las compañías distribuidoras las que realizan el reparto final de la energía a los consumidores.

La actividad de **transporte** tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica por la red interconectada, con el fin de suministrarla a los distribuidores o, en algunos casos, a los consumidores finales, así como de atender los intercambios internacionales. Está constituida por:

- Las líneas de tensión igual o superior a 220 kV.
- Las líneas de interconexión internacional (independientemente de su tensión).
- Los parques de subestación de tensión igual o superior a 220kV.
- Los transformadores 400kV/220kV.
- Cualquier elemento de control de potencia activa o reactiva conectados a las redes de 400kV y de 200kV y aquellos que estén conectados en terciarios de transformadores.

4 http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2014.pdf

- Las interconexiones entre el sistema peninsular y los sistemas insulares y extra-peninsulares y las conexiones interinsulares.
- En todo caso, todas las instalaciones de titularidad del Red Eléctrica de España (gestor de la Red de Transporte).
- Los elementos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, que se necesitan para el correcto funcionamiento de las instalaciones de la red de transporte, incluidos los centros de control y elementos que afecten a instalaciones de transporte.

La actividad de **transporte** de energía eléctrica ha sido llevada a cabo por los transportistas, que son aquellas sociedades mercantiles que tienen por objeto transportar energía eléctrica, así como construir, maniobrar y mantener las instalaciones de transporte, hasta la entrada en vigor de la Ley 17/2007, de 4 de julio por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Dicha ley, atribuyó la condición de transportista único a REE, en régimen de exclusividad, debiendo traspasar todas las instalaciones de transporte del resto de empresas transportistas de electricidad a REE.

La actividad de **distribución** es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde la red de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores o distribuidores que la adquieran a tarifa.

Esta actividad es desarrollada por los distribuidores, que son las sociedades mercantiles que tienen por objeto distribuir energía eléctrica, construir, operar y mantener sus instalaciones y vender energía (antes de que se separase la actividad de comercialización de la energía de la de distribución, con la aprobación de la Ley 17/2007, de 4 de julio).

Las redes de distribución son las líneas eléctricas de tensión inferior a 220kV, exceptuando las que se consideren integradas en la red de transporte. También se considerarán parte de dicha red, todos los activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de estas redes, incluidos los centros de control y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

Desde la liberalización del sistema eléctrico producido por la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, tanto la actividad de transporte como la de

distribución, se han desarrollado en régimen de monopolio natural, siendo reguladas por intervención del Estado.

3.3 SISTEMA ELÉCTRICO. PRINCIPALES MAGNITUDES

Actualmente, según datos publicados por REE, la red de transporte está compuesta por más de 42.000 kilómetros de líneas (circuitos) de alta tensión, más de 5.000 posiciones de subestaciones eléctricas y más de 80.000 MVA de capacidad de transformación. Estos activos forman una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos índices de calidad de servicio de muy alto nivel, en particular al sistema eléctrico peninsular español.

Red de transporte peninsular y no peninsular

Km de circuito	2010	2011	2012	2013	2014
400kV	18.792	19.671	20.109	20.639	21.094
220kV	17.565	18.410	18.779	19.077	19.221
150 - 132 - 110kV	257	272	272	272	272
< 132kV	2.010	2.011	2.014	2.014	2.014
Total	38.625	40.364	41.174	42.002	42.601

Posiciones de subestaciones peninsulares y no peninsulares

Número de posiciones	2010	2011	2012	2013	2014
400kV	1.189	1.253	1.319	1.374	1.394
220kV	2.662	2.813	2.936	3.026	3.077
150 - 132 - 110kV	47	52	52	52	52
< 110 kV	725	743	743	745	769
Total	4.623	4.861	5.050	5.197	5.292

Capacidad de transformación peninsular y no peninsular

Potencia (MVA)	2010	2011	2012	2013	2014
Total	71.219	72.869	78.629	81.289	84.539

Figura 5. Tabla de las magnitudes de los elementos que componen la red de transporte del sistema eléctrico español. Fuente REE⁵

⁵<http://ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista>

A continuación, Figura 5, se muestra la evolución de la red de transporte referida a los kilómetros de líneas (circuitos) instaladas, desde 2010 hasta 2014 y en Figura 6, se muestran los kilómetros de líneas instaladas (circuitos) en dicha red a fecha 31/12/2014, desglosados por tipo de tecnología (línea aérea y cable), y en potencia de transformación.

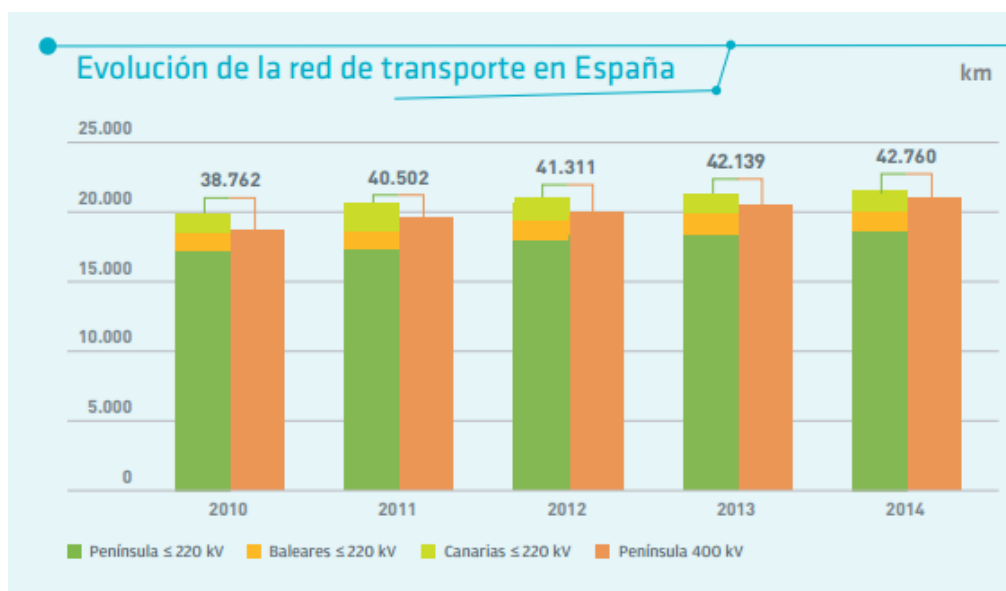


Figura 6. Evolución de la longitud de las líneas de transporte instaladas en el sistema eléctrico español hasta el año 2014. Fuente REE⁶

Instalaciones de la red de transporte en España					
	400 kV		≤ 220 kV		
	Península	Península	Baleares	Canarias	Total
Total líneas (km)	21.094	18.832	1.545	1.289	42.760
Líneas aéreas (km)	21.039	18.114	1.089	1.023	41.265
Cable submarino (km)	29	236	306	30	601
Cable subterráneo (km)	26	482	150	237	895
Transformación (MVA)	79.808	63	2.908	2.000	84.779

Datos de km de circuito y capacidad de transformación a 31 de diciembre del 2014.

Figura 7. Desglose del kilometraje de la red de transporte a 31/12/2014, por tipología de cableado y capacidad de transformación de la red de transporte a esa fecha. Fuente REE⁷

6y7http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2014.pdf

4. REGULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN Y EL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

En este apartado se analiza la forma de regulación y retribución de las actividades de distribución y transporte de energía eléctrica en nuestro país a lo largo de la historia y las causas de los cambios en dicha regulación.

Se analizarán primero las diversas modificaciones de la regulación concerniente a la retribución de las actividades de distribución y transporte, desde el año 1997, en que entra en vigor la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico que lo liberaliza, con los consecuentes Reales Decretos que han ido modificando dicha Ley. Y a continuación se analizará la segunda Ley aprobada en este sector y de actual vigencia, la Ley 24/2013 de 26 de diciembre y los correspondientes Reales Decretos que guardan relación con las actividades de estudio del presente TFG.

La regulación que se presenta en este capítulo es la siguiente:

- Actividad de **transporte** de energía eléctrica:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico que facilitó la liberalización del sector eléctrico y la creación de un mercado eléctrico, que opera desde el 1 de enero de 1998.
- REAL DECRETO 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
- REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- REAL DECRETO 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.
- Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.
- REAL DECRETO 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

- Actividad de **distribución** de energía eléctrica:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico que facilitó la liberalización del sector eléctrico y la creación de un mercado eléctrico, que opera desde el 1 de enero de 1998.
- REAL DECRETO 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
- REAL DECRETO 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

- **Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.**
- **Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.**

4.1 EVOLUCIÓN DE LAS REGULACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LO LARGO DE LA HISTORIA

Como se puede observa Las dos leyes del sector eléctrico y algunos Reales Decretos, regulan tanto la distribución como el transporte de energía eléctrica. Por ello, se exponen a continuación dichos documentos y después se desglosará la legislación que regula cada actividad, por separado.

LEY 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.

La aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, comenzó el inicio del proceso de progresiva liberalización del sector mediante el acceso de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

De este modo, se procedió a la desintegración vertical de las distintas actividades, separando las actividades en régimen de monopolio natural, transporte y distribución; de aquéllas que se desarrollaran en régimen de libre competencia, generación y comercialización. La retribución de la actividad de producción se basó en la organización de un mercado mayorista, abandonando el principio de reconocimiento de costes. Se estableció el acceso de terceros a las redes, pero su régimen retributivo continuaría siendo fijado por la administración pública, en función de los costes de la actividad. Con esta ley, la actividad de comercialización de la energía eléctrica se constituye como una actividad independiente del resto de actividades destinadas al suministro y se le dota con un marco normativo para permitir la libertad de contratación por parte de los consumidores. También se encomendó la gestión del sistema a varias sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema.

En esta Ley publicada en el BOE el 27 de Noviembre de 1997, se pone de manifiesto la necesidad de modificar la legislación en el ámbito del sector de la energía eléctrica, al considerarse éste un sector estratégico para el crecimiento económico de España, ya

que de él depende directamente el futuro crecimiento de otros sectores de la economía.

Esta Ley resalta también como la distribución y el transporte de energía están constituidos como un monopolio de forma natural, debido a la existencia de una única red, y cómo se deben llevar a cabo estas actividades ante la imposibilidad de almacenar la energía generada, lo cual supone que la oferta tiene que ser igual a la demanda, aumentando la complejidad de la situación el hecho de que la demanda es variable en el tiempo.

Legislativamente esta ley pretende garantizar el suministro eléctrico, así como la calidad y el precio del mismo, abogando por la protección del medio ambiente. Pero el gran cambio que introduce esta ley es el cambio del papel del estado frente al sector, al dejar de considerar el sector como sector público y dejar al Estado con un papel de regulador cuyo objetivo es que se cumplan las garantías antes mencionadas para el consumidor.

A continuación se muestra un guión de los capítulos y títulos que conforman la Ley 54/1997:

TÍTULO I: Disposiciones generales. Competencias administrativas y planificación eléctrica

TÍTULO II: Ordenación del suministro

TÍTULO III: Régimen económico.

TÍTULO IV: Producción de energía eléctrica

CAPÍTULO I: Régimen ordinario

CAPÍTULO II: Régimen especial.

TÍTULO V: Gestión económica y técnica del sistema eléctrico

TÍTULO VI: Transporte de energía eléctrica

TÍTULO VII: Distribución de energía eléctrica

TÍTULO VIII: Suministro de energía eléctrica

CAPÍTULO I: Suministro a los usuarios y gestión de la demanda eléctrica.

CAPÍTULO II: Calidad del suministro eléctrico.

TÍTULO IX: Expropiación y servidumbres

TÍTULO X: Infracciones y sanciones.

REAL DECRETO 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Este Real Decreto publicado el 23 de diciembre de 1998, cobra especial importancia en este TFG ya que tiene como objeto regular las actividades de transporte y distribución de la energía eléctrica asegurando la continuidad y la calidad del suministro, mediante las medidas que resulten necesarias.

Las actividades de transporte y distribución son actividades reguladas, por tanto, deberán llevarse a cabo por empresas que se dediquen exclusivamente a tales fines.

Se definen los elementos que formarán parte de la redes de transporte y distribución, y se especifica cómo será la retribución de los servicios realizados a tal efecto.

REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

El día 11 de Diciembre del 2000 se publicó en el BOE el RD 1955/2000. Este Real Decreto se aprobó con el objeto de regular las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro eléctrico, así como los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Con este RD, se concretan todos los procedimientos y elementos de las redes de distribución y transporte, así como se estandarizan los trámites a realizar por las empresas implicadas en todas las actividades que engloba el sector eléctrico. Todo ello contextualizado dentro de las pautas que se fijaron en la LEY 54/1997.

Así pues este RD 1955/2000 está compuesto por 204 artículos, que están subdivididos en los siguientes temas a tratar:

TÍTULO I: Disposiciones generales.

TÍTULO II: Transporte de energía eléctrica:

CAPÍTULO I Actividad de transporte, red de transporte, gestor de la red.

CAPÍTULO II Planificación de la red de transporte.

CAPÍTULO III Requisitos técnicos, operación y mantenimiento de la red de transporte de energía eléctrica.

CAPÍTULO IV Calidad de servicio en la red de transporte.

CAPÍTULO V Instalaciones de conexión de centrales de generación y de consumidores a las redes de transporte y distribución.

CAPÍTULO VI Pérdidas en la red de transporte.

TÍTULO III: Distribución.

CAPÍTULO I Actividad de distribución, gestores de las redes de distribución y empresas distribuidoras.

CAPÍTULO II Acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro.

TÍTULO IV: Acceso a las redes de transporte y distribución. Líneas directas.

CAPÍTULO I Acceso y conexión a la red de transporte.

CAPÍTULO II Acceso y conexión a la red de distribución.

CAPÍTULO III Líneas directas.

TÍTULO V: Actividad de comercialización y consumidores cualificados.

CAPÍTULO I Actividad de comercialización.

CAPÍTULO II Consumidores cualificados.

TÍTULO VI: Suministro.

CAPÍTULO I Contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes. Suspensión del suministro. Equipos de medida.

CAPÍTULO II Calidad de servicio.

TÍTULO VII: Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución.

CAPÍTULO I Disposiciones generales.

CAPÍTULO II Autorizaciones para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.

CAPÍTULO III Autorización de transmisión de instalaciones.

CAPÍTULO IV Autorización de cierre de instalaciones.

CAPÍTULO V Expropiación y servidumbres.

CAPÍTULO VI Revisiones e inspecciones.

TÍTULO VIII: Registros administrativos.

CAPÍTULO I Disposiciones generales.

CAPÍTULO II Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

CAPÍTULO III Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados.

Este RD complementa al anteriormente publicado (RD 2819/1998), legislando con más profundidad en las materias que fueron contempladas en la LEY 54/1997, pero que no se habían desarrollado y/o contemplado. Como las pérdidas en el transporte y la distribución, la forma de calcular la calidad del suministro, la conexión de clientes directamente a la red de transporte, derechos de acometidas, etc. Estableciendo como algunos de sus objetivos, el mantenimiento de un adecuado nivel de conexión entre producción y demanda, la garantía de la seguridad y calidad del suministro eléctrico al menor coste posible para los usuarios finales y el cumplimiento de la normativa de respeto al medio ambiente.

También se establece en este RD, que el suministro eléctrico se podrá realizar tanto mediante contratos de suministro a tarifa, como mediante la libre contratación de la energía y el correspondiente contrato de acceso a las redes.

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

LEY 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.

La ley 54/1997 en su artículo 15 (Retribución de las actividades reguladas en la Ley.) indica lo siguiente:

“2. la retribución de la actividad de transporte se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad.”

REAL DECRETO 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Red de transporte:

El real decreto en su artículo 4 especifica los siguientes puntos:

“1. El Ministerio de Industria y Energía publicará antes del día 31 de enero de cada año «n» la retribución reconocida a la actividad de transporte de cada empresa o grupo de empresas «i» para el año «n» de acuerdo con lo dispuesto en el presente capítulo.

2. La retribución anual de la actividad de transporte reconocida a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n» será calculada por el Ministerio de Industria y Energía de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TR_{in} = TR_{1998in} + IINT_{in} + ID_{in}$$

Siendo:

TR_{in} : coste del transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n».

TR_{1998in} : coste acreditado a la actividad de transporte actualizado al año «n» de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TR_{1998in} = TR_{1998i} * \prod_{j=1999}^n \left(1 + \left(\frac{IPC_j - X_j}{100} \right) \right)$$

TR_{1998i} : Corresponde al coste reconocido a la empresa o grupo de empresas «i» en 1998 para las instalaciones de transporte con entrada en servicio anterior a 31 de diciembre de 1997.

IPC_j : previsión de la variación del índice de precios al consumo para el año «n».

$IINT_{in}$: coste acreditado a 31 de diciembre del año «n» al conjunto de las nuevas inversiones, con entrada en explotación entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre del año «n-1», realizadas por la empresa o grupo de empresas «i» se calculará como:

$$IINT_{in} = IINC_{in} + iind_{in} + IIND_{in-1} * \left[1 + \left(\frac{IPC_{n-Y_n}}{100} \right) \right]$$

$IINC_{in}$: coste acreditado a 31 de diciembre del año «n» al conjunto de las nuevas inversiones autorizadas mediante procedimiento de concurrencia, con entrada en explotación entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre del año «n-1», realizadas por la empresa o grupo de empresas «i».

$iind_{in}$: coste acreditado a 31 de diciembre del año «n» de las nuevas inversiones autorizadas de forma directa realizadas por la empresa o grupo de empresas «i» que han entrado en funcionamiento en el año «n-1».

$IIND_{in-1}$: coste acreditado a 31 de diciembre del año « $n-1$ » de las inversiones autorizadas de forma directa y puestas en servicio entre los años 1998 y « $n-2$ », ambos inclusive, por la empresa o grupo de empresas « i ».

$$IIND_{n-1} = iind_{in-1} + IIND_{in-2} * \left[1 + \left(\frac{IPC_{n-1} - Y_{n-1}}{100} \right) \right]$$

X, Y : índices de eficiencia.

ID_{in} : incentivo a la disponibilidad de las instalaciones correspondientes a la empresa o grupo de empresas « i » en el año « n » que se calculará de acuerdo con lo establecido en el anexo V.

3. El valor de los índices X e Y será fijado por el Ministerio de Industria y Energía para un período máximo de cuatro años al final del cual se procederá a la publicación, en su caso, de nuevos valores para dichos coeficientes. No obstante, si se produjesen variaciones significativas en las magnitudes macroeconómicas, la Dirección General de la Energía podrá proceder a la revisión anticipada de los índices indicados.

4. Para la determinación del coste del transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas « i » en el año « n », TR_{in} , se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC, de los años anteriores, que se encuentren disponibles en el momento de cálculo.

Artículo 5. Coste acreditado a la actividad de transporte en 1998.

En el anexo I del presente Real Decreto se establecen los costes de transporte acreditados para 1998 (TR_{1998}) a las empresas o grupos de empresas que realizan actividades de transporte.

Artículo 7. Coste acreditado asociado a las nuevas inversiones autorizadas de forma directa.

2. La retribución correspondiente a cada instalación de transporte autorizada de forma directa a 31 de diciembre del año siguiente a su puesta en servicio ($iind_n$), se calculará de la forma siguiente:

$$iind_n = CIT(n) + CET(n)$$

Siendo :

$CIT(n)$: costes anuales de inversión.

$CET(n)$: costes anuales de explotación.

3. El coste anual de inversión [$CIT(n)$] de una instalación de transporte autorizada de forma directa a 31 de diciembre del año siguiente a su puesta en servicio se calculará

como suma de la amortización y la retribución del valor de la inversión conforme lo establecido en el anexo III.

Para determinar el valor de la inversión de líneas, subestaciones y máquinas de potencia se utilizarán los valores unitarios de referencia y sus correspondientes actualizaciones de acuerdo con lo establecido en el anexo II del presente Real Decreto.

4. El coste anual de explotación de una instalación de transporte [CET (n)] autorizada de forma directa a 31 de diciembre del año siguiente a su puesta en servicio se calculará como suma de:

- a) Costes de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- b) Costes de estructura y circulante.
- c) Otros costes necesarios para desarrollar la actividad de transporte.

Los costes de operación y mantenimiento, así como los de estructura y circulante asociados a la actividad de transporte se calcularán de acuerdo con las fórmulas y valores unitarios establecidos en el anexo IV del presente Reglamento.”

Con las formulas anteriormente expuestas, se pretende fijar una retribución hacia las empresas de transporte, que se calcula teniendo en cuenta diversos factores (gasto generado por el servicio, Índice de Precios al Consumo, coste de inversiones, etc.), además de unos índices que son fijados por el ministerio de Industria, los cuales permitirán establecer la retribución de la actividad de transporte, de manera justa y proporcional, en función de “cómo de bien”, se ha desarrollado esta actividad, por cada empresa.

ANEXO I

Coste acreditado al transporte

Año 1998 (MPTA)

	MPTA	Porcentaje
Iberdrola, S. A.	13.197	15,64
Unión Eléctrica Fenosa, S. A.	4.258	5,05
Compañía Sevillana de Electricidad, S. A.	5.292	6,27
Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S. A.	3.250	3,85
Empresa Hidroeléctrica del Ribagorzana, S. A.	4.075	4,82
Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.	425	0,50
Electra de Viesgo, S. A.	813	0,96
Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S. A.	1.063	1,26
Endesa, S. A.	903	1,07
Red Eléctrica de España, S. A.	51.121	60,57
Total	84.397	100,00

ANEXO II

Valores unitarios de referencia para las nuevas inversiones de transporte autorizadas de forma directa

Inversión en líneas

Valores unitarios a 31 de diciembre de 1998:
MPta/Km de línea.

Líneas aéreas:

	Tensión de funcionamiento en kV	
	400	220
Línea 1 circuito	24,83	14,71
Línea 2 circuitos	39,81	23,52
Línea más de 2 circuitos	49,27	29,03

“Estos valores unitarios se verán afectados por los siguientes factores correctores:

a) Factores correctores de capacidad de transporte:

a.1) De aplicación a las instalaciones de 220 kV.

El factor será el resultado de aplicar la fórmula siguiente:

K = 0,9 para $j < 100 \text{ MVA}$

$$K = 1 + 0,1 \times \left[\frac{j-400}{300} \right]$$

a.2) De aplicación a todas las líneas de 400 kV.

El factor será el resultado de aplicar la fórmula siguiente:

K = 0,9 para $j < 1000 \text{ MVA}$

$$K = 1 + 0,1 \times \left[\frac{j-1350}{350} \right]$$

Siendo j, en ambas tensiones la capacidad teórica de transporte del circuito a valorar, correspondiente a cada tipo de composición de conductor para una temperatura ambiente de 10 °C y expresado en MVA.

b) Factor corrector para líneas de circuito simple tendido sobre apoyos preparados para doble circuito:

El factor a aplicar, tanto a líneas de 220 como de 400 kV, es:

1,201 = factor corrector a aplicar al valor unitario de una línea de simple circuito, en el caso de que esté tendido sobre apoyos preparados para doble circuito.

c) Factor corrector a aplicar al segundo circuito tendido en una línea con apoyos preparados para doble circuito:

El factor a aplicar, tanto a líneas de 220 como de 400 kV, es:

0,525 = factor corrector a aplicar al valor unitario de una línea de simple circuito, en el caso de que se tienda el segundo circuito, en una línea con apoyos preparados para doble circuito.

d) Factor corrector para líneas de corta longitud:

El factor a aplicar, tanto a líneas de 220 como de 400 kV, es (siendo L la longitud de la línea expresada en kilómetros):

Cuando $0 < L < 1$

$$\text{factor} = 1,5$$

Cuando $1 < L < 15$

$$\text{factor} = 1 + (15 - L)/28$$

Cuando $L > 15$

$$\text{factor} = 1$$

Los indicados factores tendrán carácter multiplicativo afectando al valor de la instalación calculado en función de los valores unitarios definidos.

Líneas subterráneas:

	Tensión de funcionamiento en kV
	220
Línea 1 circuito	390,22
Línea 2 circuitos	663,37

En tanto no se determinen valores unitarios de referencia de inversión de líneas subterráneas de 400 kV, las instalaciones de este tipo que se construyan se tratarán a efectos retributivos como instalaciones singulares.

Inversión en subestaciones y máquinas de potencia

Valores unitarios a 31 de diciembre de 1998: MPta/posición de subestación:

	Tensión de funcionamiento en kV	
	400	220
Posición convencional	270,66	132,70
Posición blindada	338,98	229,92

Valores unitarios a 31 de diciembre de 1998: MPta/MVA de transformación:

Tensión nominal secundario (kV)	Tensión nominal primario (kV)	
	380-400	220
400	1,24	–
220	1,24	1,24
132-110	1,42	1,98
66	–	2,82
50-45	–	3,30
< 36	–	4,17

Valor unitario a 31 de diciembre de 1998: 1,24 MPta/MVAr de reactancia de transporte.

Índice de actualización

El índice de actualización para el año «n» de los valores unitarios de inversión en las instalaciones de transporte indicadas, es el resultado de multiplicar por 0,75 el índice de precios al consumo de los sucesivos años. Para los años «n-1» y «n», cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste del transporte del año «n» se aplicará la estimación que de dichos valores haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año «n».

ANEXO III

Cálculo de la retribución de las nuevas inversiones de transporte autorizadas de forma directa.

1. Los costes anuales de inversión de una instalación de transporte autorizada de forma directa a 31 de diciembre del año «n», puesta en servicio el año «n-1» se calculará como:

$$CIT(n) = A(n) + R(n)$$

Siendo:

<i>A (n):</i>	<i>amortización, que se calculará de la siguiente forma:</i>
	$A(n) = VAI(n)/Vu$
<i>Donde:</i>	
<i>VAI(n):</i>	<i>valor de la inversión en el año «n», que se calculará aplicando los valores unitarios del anexo II a las unidades físicas de la nueva instalación y agregando, en su caso, los sobrecostos de inversión y financieros extraordinarios que haya reconocido la Dirección General de la Energía.</i>
	<i>Para los despachos de maniobra y centros de control de energía el VAI (n) se calculará en función del valor efectivo en base a la inversión realizada en el año «n-2» [VEI (n-2)] y de acuerdo con la siguiente fórmula:</i>
	$VAI(n) = VEI(n-2) * (1 + Tr_{n-1}) * (1 + 0,75IPC_{n-1}) * (1 + 0,75IPC_n)$
<i>VU:</i>	<i>vida útil de las instalaciones. La vida útil será de cuarenta años para las líneas, subestaciones y máquinas de potencia, y de catorce para los despachos de maniobra y centros de control de energía.</i>
<i>R (n):</i>	<i>retribución de la inversión, que se calculará como:</i>
	$R(n) = VAI(n) * Tr_n$
<i>Siendo:</i>	
<i>Tr_n:</i>	<i>la tasa de retribución de la inversión del año «n». Esta tasa se fijará por la Dirección General de la Energía para períodos máximos de cuatro años. No obstante, si se produjesen variaciones significativas en las magnitudes macroeconómicas, la Dirección General de la Energía podrá proceder a la revisión anticipada de la misma.</i>

2. Para aquellas instalaciones autorizadas de forma directa que posean características singulares, la Dirección General de la Energía fijará una valoración específica, así como su vida útil.

3. La tasa de retribución de la inversión anual (Tr_n) a aplicar hasta el año 2001 inclusive se fija como la media anual del MIBOR a tres meses del año anterior o tipo de interés que lo sustituya, más el 1 por 100.

ANEXO IV

Determinación del coste anual de explotación de las nuevas instalaciones de transporte de adjudicación directa.

Los costes de explotación anuales para el año «n» de las instalaciones de transporte que han entrado en servicio el año «n-1», $CET(n)$, se calcularán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CET(n) = Com_T(n) + Cea_T(n)$$

Siendo:

$CET(n)$:	<i>coste total de explotación en el año «n» de instalaciones de transporte con entrada en servicio en el año «n-1».</i>
$Com_T(n)$:	<i>coste total de operación y mantenimiento en el año «n» de instalaciones de transporte con entrada en servicio en el año «n-1».</i>
$Cea_T(n)$:	<i>costes de estructura y circulante en el año «n», asociados a la explotación de las instalaciones de transporte con entrada en servicio en el año «n-1».</i>

Costes de operación y mantenimiento

El cálculo de $Com_T(n)$ se realiza de la siguiente forma:

$$Com_T(n) = Com_L(n) + Com_S(n)$$

Siendo:

$Com_L(n)$: *coste de operación y mantenimiento de líneas.*

$Com_S(n)$: *coste de operación y mantenimiento de subestaciones.*

Los valores unitarios de operación y mantenimiento a 31 de diciembre de 1998, son los siguientes:

Líneas	
Tensión de funcionamiento (kV)	Pesetas por km de circuito (CL_t)
220	298.264
400	516.533

Subestaciones	
Tensión de funcionamiento (kV)	Pesetas por posición (CP_t)
220	7.047.037
400	13.269.570

Los valores unitarios de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte se actualizarán con el índice de precios al consumo de los sucesivos años menos el factor de eficiencia «Y» establecido en el artículo 4 del presente Real Decreto.

Para los índices de los años «n-1» y «n», cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste del transporte del año «n», se aplicará la

estimación que de dichos valores haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año «n».

El cálculo de $Com_L(n)$ se realiza de la siguiente forma:

$$Com_L(n) = CL_{400}(n) * KMC_{400}(n-1) + CL_{220}(n) * KMC_{220}(n-1) + CLS(n)$$

Siendo:

$KMC_t(n-1)$:	kilómetros de circuito de las líneas que han entrado en servicio el año «n-1» a tensión t.
$CLS(n)$:	Coste reconocido de operación y mantenimiento para el año «n» de líneas autorizadas de forma directa, que han entrado en servicio el año «n-1», que posean características singulares y para las cuales el Ministerio de Industria y Energía fijará una valoración específica.

El cálculo de $Com_s(n)$ se realiza según la siguiente fórmula:

$$Com_s(n) = CP_{400}(n) * NP_{400}(n-1) + CP_{220}(n) * NP_{220}(n-1) + CPS(n)$$

Siendo:

$NP_t(n-1)$:	número de posiciones de subestación que han entrado en servicio el año «n-1» a tensión t.
$CPS(n)$:	Coste reconocido de operación y mantenimiento para el año «n» de instalaciones de subestación autorizadas de forma directa, que han entrado en servicio el año «n-1», que posean características singulares y para las cuales el Ministerio de Industria y Energía fijará una valoración específica.

Costes de estructura y circulante asociados a la explotación

El cálculo de $Cea_T(n)$ se realiza según la siguiente fórmula:

$$Cea_T(n) = \alpha_T(n) \times Com_T(n)$$

Siendo:

$\alpha_T(n)$: la fracción asignada al concepto de costes de estructura y circulante asociados a la explotación de las instalaciones de transporte.

El valor de $\alpha_T(n)$ se establece en 0,07.”

ANEXO V

Incentivo a la disponibilidad de las instalaciones de transporte.

ID_{in-1} :	<i>incentivo a la disponibilidad de líneas y máquinas de potencia correspondiente a la empresa o agrupación de sociedades «i» del año «n-1» de conformidad con la siguiente fórmula:</i>
	$ID_{in-1} = d_{in-1} (TR_{1998in-1} + IINT_{in-1})$
Donde:	
d_{in-1} :	<i>índice que se calcula como un porcentaje (k) del complemento a la unidad de la disponibilidad real de líneas y máquinas de potencia (dr_{in-1}) respecto a una disponibilidad objetivo preestablecida (do_{in-1}) para la empresa o agrupación de sociedades «i» del año «n-1». Los valores y fórmulas de cálculo correspondientes se determinarán por la Dirección General de la Energía. La fórmula correspondiente es:</i>
	$d_{in-1} = k (dr_{in-1}/do_{in-1} - 1)$

REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Se ha explicado anteriormente, puesto que afecta tanto a la distribución, como al transporte de energía eléctrica.

REAL DECRETO 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

Este Real Decreto fue publicado el día 29 de febrero de 2008, y tiene como objeto, actualizar la legislación en materia de retribuciones asociadas a la red de transporte en la red eléctrica y afectará a las inversiones puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008.

Esta necesidad surge de la nueva legislación que se aprobó en el parlamento Europeo, con la Directiva 2003/54/CE, y que provocará que el sector se vea obligado a acometer fuertes inversiones en infraestructuras de la red de transporte, en los próximos diez años.

Los elementos básicos de la adaptación del marco retributivo son:

a) Tasas de retribución que tienden a homogeneizarse entre actividades y que resultan coherentes con los objetivos de rentabilidad y riesgo de las mismas.

b) Bases de activos valoradas, en cada retribución anual, por sus valores netos actualizados.

c) Incentivos a la eficiencia, como principio de buena regulación.

Para ello dispone los siguientes artículos en materia retributiva:

“Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación.

1. Constituye el objeto del presente real decreto el establecimiento del régimen retributivo aplicable a las nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, que se enumeran en el artículo 2, con acta de puesta en servicio desde el 1 de enero de 2008.

2. Este marco retributivo se revisará cada cuatro años.

Artículo 3. Retribución de la actividad de transporte para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

1. La retribución anual de la actividad de transporte (R_{in}), reconocida del elemento de inmovilizado «i» en el año «n» será la siguiente:

$$R_{in} = CI_{in} + COM_{in}$$

Donde:

CI_{in} : Costes de inversión del elemento de inmovilizado «i» en el año «n».

COM_{in} : Costes de operación y mantenimiento de la instalación «i» en el año «n». 2. Los costes de inversión se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CI_{in} = A_{in} + RF_{in} \quad \forall n \geq \text{Año de puesta en servicio}$$

A_{in} : Retribución por amortización de la inversión del elemento de inmovilizado «i» en el año «n».

RF_{in} : Retribución financiera de la inversión del elemento de inmovilizado «i» en el año «n».

3. La retribución por amortización de la inversión del elemento de inmovilizado «i», se obtendrá a partir de los valores de inversión, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_{in} = \left(\frac{VI_i}{VU_i} \right) \cdot (1 + TA)^{m-1} \quad \forall m \geq 1$$

Donde:

VI_i: Valor reconocido de la inversión del elemento de inmovilizado «i» en la correspondiente resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

VU_i: Vida útil regulatoria del elemento de inmovilizado «i» expresada en años. Los valores de referencia se establecen en el anexo I.

TA: Tasa de actualización con valor constante de 2,5 por ciento durante todos los años.

m: Número de años transcurridos a partir del año de puesta en servicio.

4. La retribución financiera de la inversión del elemento de inmovilizado «i» se calculará cada año «n» aplicando la tasa de retribución (TR_i) al valor neto actualizado de la inversión (VNI_{in}), conforme a la siguiente fórmula:

$$RF_{in} = VNI_{in} \cdot TR_i \quad \forall n \geq \text{Año de puesta en servicio.}$$

Donde:

TR_i: Tasa financiera de retribución a aplicar al elemento de inmovilizado «i». Se corresponderá con el rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 375 puntos básicos en el momento del reconocimiento de la inversión y se mantendrá durante toda la vida útil de la instalación. Se tomará como rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años la media de los últimos doce meses anteriores al 1 de noviembre del año de obtención del acta de puesta en servicio. Esta tasa será de aplicación a todas las instalaciones que reciban el acta de puesta en servicio en ese año.

VNI_{in}: Valor neto actualizado de la inversión del elemento de inmovilizado «i» a principio del año «n», que se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$VNI_{in} = \left(VI_i - (m - 1) \cdot \frac{VI_i}{VU_i} \right) \cdot (1 + TA)^{m-1}$$

5. Los valores unitarios anuales a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado «i», COM_{in} , serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía. Dichos valores unitarios se actualizarán cada año según el siguiente índice de actualización (IA):

$$IA = 0,15 (IPRI - x) + 0,85 (IPC - y)$$

Donde,

IPRI: variación anual del índice de precios industriales de bienes de equipo.

IPC: *variación anual del índice de precios de consumo.*

x: *50 puntos básicos.*

y: *100 puntos básicos*

Para el cálculo de la variación de los índices de precios en el año «n», se tomará como valor la variación interanual de octubre de dicho año. La revisión de los valores unitarios se efectuará cada cuatro años.

6. Cuando finalice la vida útil regulatoria de una instalación y ésta continúe en operación, se eliminarán las retribuciones en concepto de amortización y retribución financiera y se adicionará, en concepto de Coste de Extensión de la Vida Útil ($COEV_{in}$), el 50 por ciento de la suma de la amortización (A_{in}) y la retribución financiera (RF_{in}) del último ejercicio actualizada anualmente de acuerdo con la tasa de actualización TA definida en el apartado 3 del presente artículo.

7. Las instalaciones que cesen su operación de forma definitiva dejen de percibir retribución. Sin embargo, si el cese es por razones ajenas al titular y las instalaciones no han agotado su vida útil regulatoria, se seguirá percibiendo su retribución anual por amortización hasta que finalice dicha vida útil regulatoria. A estos efectos, se tendrá en cuenta el valor residual del activo y su eventual reutilización. En cualquier caso, la compactación de subestaciones o el soterramiento de líneas por razones urbanísticas no tendrán la consideración de razones ajenas al titular. Las bajas deberán ser comunicadas de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional segunda sin perjuicio de las autorizaciones a que hace referencia el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

8. Las instalaciones cedidas y financiadas por terceros solo percibirán retribución por costes de operación y mantenimiento.

Artículo 4. Reconocimiento de inversiones.

- 2. Los valores unitarios anuales de referencia de los costes de inversión serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía. Dichos valores unitarios se actualizarán cada año según el siguiente índice de actualización (IA):*

$$IA = 0,4 (IPRI - x) + 0,6 (IPC - y)$$

Donde,

IPRI: variación anual del índice de precios industriales de bienes de equipo.

IPC: variación anual del índice de precios de consumo.

x: 50 puntos básicos.

y: 100 puntos básicos

Para el cálculo de la variación de los índices de precios en el año «n», se tomará como valor la variación interanual de octubre de dicho año. La revisión de los valores unitarios se efectuará cada cuatro años.

Disposición adicional cuarta. Incentivo global a la disponibilidad.

Para el conjunto de instalaciones propiedad de cada empresa transportista, la cuantía a aplicar por el incentivo a la disponibilidad quedará limitada al ± 2 por ciento de los ingresos anuales de la empresa transportista en concepto de retribución por costes de inversión.

Además en el real decreto se anexan los siguientes datos relevantes:

ANEXO I Vida útil de las instalaciones de transporte, por elementos de inmovilizado

	Años
Líneas aéreas y subterráneas y posiciones.	40
Transformadores, reactancias y condensadores.	40
Despachos de maniobra y centros de control. . .	14

ANEXO II Porcentajes a aplicar por la Comisión Nacional de Energía para la realización de los pagos de la retribución del transporte"

Liquidación	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Porcentaje	16,7	16,6	16,7	8,3	8,4	8,3	8,4	8,3	8,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico que facilitó la liberalización del sector eléctrico y la creación de un mercado eléctrico, que opera desde el 1 de enero de 1998.

La ley 54/1997 en su artículo 15 (Retribución de las actividades reguladas en la Ley.) indica lo siguiente:

“3. La retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad del suministro y la reducción de las pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad.”

REAL DECRETO 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Red de distribución:

Este real decreto junto con el RD 2017/1997, definen cuales son los sujetos que realizan dicha actividad y asigna una retribución teniendo en cuenta los siguientes factores:

- a) Costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones.
- b) Energía circulada.
- c) Un modelo que caracterice las zonas de distribución entendiendo, por tal, una red de referencia de distribución considerada para todo el territorio nacional, necesaria para enlazar la red de transporte con los consumidores finales de electricidad representados por su ubicación geográfica, su demanda de potencia y la tensión de alimentación. La metodología para determinar la red de referencia deberá atender a criterios de planificación eléctrica con los condicionantes propios del mercado a suministrar en cada zona.
- d) Incentivos para la calidad del suministro y la reducción de pérdidas.
- e) Otros costes necesarios para desarrollar la actividad de distribución, entre los que se incluyen los costes de gestión comercial.

Teniendo en cuenta estos factores, el RD indica que la retribución a los sujetos se hará de acuerdo a las siguientes directrices:

“Artículo 19. Retribución de los costes de gestión comercial.

1. Tendrán la consideración de costes de gestión comercial los que tienen por finalidad retribuir a la empresa distribuidora los gastos en que incurra por la atención al público y el desarrollo del mercado de clientes tales como la concertación, contratación, lectura de contadores y equipos de medida, facturación y cobro.

2. La retribución de la gestión comercial a los distribuidores se fijará en función de los costes unitarios que se establecerán mediante Orden ministerial en función de parámetros que tengan en cuenta el número de contratos de suministro a tarifa o de peaje de acceso a las redes y las potencias contratadas superiores a 1 kV.

Artículo 20. Retribución global de la actividad de distribución. La retribución global de la actividad de distribución se calculará anualmente con una actualización del IPC-1 y considerando un incremento anual de la demanda prevista en barras de central afectada de un factor de eficiencia que no podrá ser superior al 0,4 de dicha variación de demanda prevista. Dicho cálculo se realizará atendiendo a la siguiente fórmula:

$$D_{in} = D_{in-1} * (1 + (IPC - 1)/100) (1 + (\Delta D \cdot Fe))$$

Siendo:

D_{in-1} : el coste de distribución y de comercialización a tarifa reconocido en el año anterior.

IPC: variación del índice de precios al consumo en el año para el que se determina las liquidaciones.

ΔD : variación de la demanda entre años. En el caso de una disminución de la demanda el valor será cero.

Fe: factor de eficiencia utilizado en la determinación del coste de distribución acreditado en la tarifa.

Artículo 21. Determinación de la retribución de cada sujeto. El Ministerio de Industria y Energía determinará anualmente la retribución que corresponde percibir a cada sujeto o agrupación de ellos que realicen actividades de distribución, tomando como base la retribución global calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior.”

Este Real Decreto, especifica el modelo a seguir, fijado en la Ley 54/1997 y concreta la forma de retribución establecida para los sujetos participantes en el proceso de transporte y distribución de energía eléctrica, asegurándose de que se cumplen todos los artículos de dicha ley.

REAL DECRETO 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

El régimen de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, que se venía realizando hasta la fecha y que estableció el RD 2819/1998, tenía importantes deficiencias causadas por varios motivos.

Primeramente, el hecho de que los incrementos anuales de la retribución de la actividad de distribución eléctrica se establecen globalmente, a nivel nacional, para todo el conjunto de empresas dedicadas a dicha actividad, sin tener en cuenta las características de cada zona geográfica, en especial el volumen de demanda. Hecho, que causa la retribución inadecuada de las inversiones en las zonas en las que la demanda es mayor que la media.

Seguidamente, esta regulación no tiene en cuenta incentivos orientados a la mejora de la calidad de la onda eléctrica, ni a la reducción de las pérdidas, que son parámetros necesarios para incentivar a las empresas a invertir en mejoras, para conseguir dichos objetivos que benefician a los consumidores.

La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y de Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, obliga a los Estados miembros a separar jurídicamente la gestión de las redes de distribución, de la actividad de suministro a clientes. También obliga a finalizar la actividad de comercialización a tarifa, entendida como actividad regulada y exenta de riesgos empresariales. Y también establece que la actividad de suministro a tarifa dejará de formar parte de la actividad de distribución a partir del 1 de enero de 2009, y se convertirá en comercialización de último recurso.

“Artículo 7. Propuesta de nivel de retribución de referencia de la Comisión Nacional de Energía para el cálculo de la retribución de la distribución.
La Comisión Nacional de Energía propondrá el nivel de retribución de referencia para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución para cada empresa distribuidora i, que se determinara para cada periodo regulatorio aplicando la siguiente fórmula:

$$R_{base}^i = CI_{base}^i + COM_{base}^i + OCD_{base}^i$$

Donde:

- a) R_{base}^i , es el nivel de retribución de referencia para la empresa distribuidora i.
- b) CI_{base}^i , es la retribución de la inversión. Estos costes de inversión incluirán un término de amortización lineal del inmovilizado correspondiente a sus instalaciones de distribución y un término de retribución del activo neto de cada distribuidor correspondiente a instalaciones de distribución.

Dicho término de retribución se determinará con base en una tasa de retribución calculada, según el coste de capital medio ponderado representativo de la actividad de distribución.

Las instalaciones financiadas y cedidas por terceros no devengaran retribución por inversión.

c) COM_{base}^i , es la retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones que gestione cada distribuidor.

La retribución de dichos costes se establecerá teniendo en cuenta la tipología y características de las instalaciones de distribución de cada distribuidor, así como su utilización.

El importe de dichos costes de operación y mantenimiento para la empresa distribuidora i , se determinará aplicando al inventario auditado de instalaciones de distribución declarado, los costes unitarios medios de operación y mantenimiento que se deriven de los importes auditados declarados para estos conceptos en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos.

Para determinar el coste de operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución no individualizadas, se utilizará el Modelo de Red de Referencia tomando como punto de partida las instalaciones inventariadas.

d) OCD_{base}^i , es la retribución por otros costes necesarios para desarrollar la actividad de distribución. Dichos costes incluirán costes de gestión comercial tales como la contratación y atención al cliente relacionados con el acceso y conexión de los consumidores a las redes eléctricas y la lectura de contadores y equipos de medida, así como los relativos a la planificación de las redes y la gestión de la energía. Su importe se determinará a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos. Igualmente se consideraran los costes derivados de la tasa de ocupación de la vía pública.

Artículo 8. Retribución anual de la actividad de distribución.

1. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio establecerá anualmente, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, la retribución reconocida a cada distribuidor por la actividad de distribución, que se calculará de acuerdo con lo dispuesto en el presente artículo. A estos efectos, la Comisión Nacional de Energía elevará una propuesta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio antes del 1 de noviembre de cada año.

2. La retribución anual de la actividad de distribución reconocida al distribuidor i en los cuatro años del periodo regulatorio se determinará mediante las siguientes fórmulas:

$$R_0^i = R_{base}^i (1 + IA_0)$$

$$R_1^i = R_0^i (1 + IA_1) + Y_0^i + Q_0^i + P_0^i$$

$$R_2^i = (R_1^i - Q_0^i - P_0^i) (1 + IA_2) + Y_1^i + Q_1^i + P_1^i$$

$$R_3^i = (R_2^i - Q_1^i - P_1^i) (1 + IA_3) + Y_2^i + Q_2^i + P_2^i$$

$$R_4^i = (R_3^i - Q_2^i - P_2^i) (1 + IA_4) + Y_3^i + Q_3^i + P_3^i$$

En donde:

R_{base}^i , es el nivel de retribución de referencia para la empresa i , que será establecido por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con lo establecido en el apartado anterior.

R_0^i , es el nivel de retribución de referencia para la empresa i actualizado al año en que se realizan los cálculos.

R_n^i , es la retribución reconocida por la actividad de distribución a la empresa distribuidora i en el año n del periodo regulatorio.

Q_{n-1}^i , es el incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i en el año $n-1$ de los objetivos establecidos para los índices de calidad de servicio. Dicho incentivo a la calidad se calculará según lo establecido en el Anexo I.

P_{n-1}^i , es el incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutiendo a la empresa distribuidora i en el año n asociada al grado de cumplimiento de los objetivos establecidos para el año $n-1$. Dicho incentivo a la reducción de pérdidas se calculará según lo establecido en el Anexo II.

IA_n , es índice de actuación del año n que se calculará según la siguiente fórmula:

$$IA_n = 0,2 (IPC_{n-1} - x) + 0,8 (IPRI_{n-1} - y)$$

Donde:

IPC_{n-1} , es la variación del índice de precios de consumo calculado en cómputo interanual en el mes de octubre del año $n-1$.

$IPRI_{n-1}$, es la variación del índice de precios industriales de bienes de equipo calculado en cómputo interanual en el mes de octubre del año $n-1$.

“ x ” e “ y ” factor de eficiencia que tomarán los valores de $x = 80$ puntos básicos e $y = 40$ puntos básicos para el periodo regulatorio 2009-2012. Estos factores se podrán modificar por orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Y_{n-1}^i , es la variación de la retribución reconocida a la empresa distribuidora i asociada al aumento de la actividad de distribución de dicho distribuidor durante el año $n-1$. Dicha variación de la retribución reconocida incluirá el aumento de los costes de inversión, operación y mantenimiento y otros costes, que se definen en el artículo 7,

imputable al aumento de la demanda en abonado final, una vez corregido el efecto de laboralidad y temperatura, de los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora i, calculado en cómputo interanual en el mes de octubre del año n-1.

Para el cálculo del aumento de los costes de inversión y operación y mantenimiento se utilizará el Modelo de Red de Referencia incremental a que hace referencia el artículo 6.

3. Los incentivos establecidos en los Anexos I y II del presente Real Decreto empezarán a aplicarse a partir del momento en que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, establezca los objetivos para la mejora de la calidad y la reducción de pérdidas.

4. Para aquellos distribuidores con menos de 100.000 clientes, la retribución anual de la actividad de distribución que figura en el apartado 2 del presente artículo, se calculará sin considerar los parámetros de calidad del servicio Q_{n-1}^i y de reducción de pérdidas P_{n-1}^i . No obstante, estos parámetros sí serán tenidos en cuenta en el cálculo del nivel de retribución de referencia, R_{base}^i , para cada periodo regulatorio.

CAPÍTULO V

Información

Artículo 11. Obligaciones de información.

Disposición adicional primera. Niveles de retribución de referencia.

- 1. El nivel de retribución de referencia para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de cada distribuidor para el periodo regulatorio 2009-2012, será actualizado de acuerdo a la siguiente fórmula:*

$$R_{0-2008}^i = R_{2007}^i \cdot 1,028 \cdot (1 + \Delta D_{2007}^i \cdot Fe^i)$$

Donde,

Fe^i , es el factor de escala aplicable a la empresa distribuidora i. Dicho factor será específico para cada empresa distribuidora y vendrá definido por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, que deberá tener en cuenta la elasticidad de las inversiones en distribución de la empresa i en función de la demanda de energía en su zona de distribución.

ΔD_{2007}^i , es el aumento de la demanda media anual en abonado final en las instalaciones de distribución gestionadas por la empresa distribuidora i en el año 2007, una vez corregido el efecto de laboralidad y temperatura, expresado en tanto por uno.

R_{2007}^i , tomará para cada empresa distribuidora i los valores que figuran en la siguiente tabla:

	R_{2007} (miles de euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.297.585
Unión Fenosa Distribución, S.A.	603.888
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	123.142
Electra de Viesgo Distribución, S.L.U.	116.750
Endesa (peninsular)	1.429.484
Endesa (extrapeninsular)	283.382
FEVASA	154
SOLANAR	212
Total	3.854.597

2. La retribución de la distribución para cada una de estas empresas para el año 2008 será la que resulte de aplicar la expresión del apartado anterior. A estos efectos, se estará a lo dispuesto en el artículo 1.3 de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2008.

Disposición adicional segunda. Distribuidores actualmente acogidos al régimen retributivo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

ANEXO I

Incentivo a la mejora de la calidad

1. El incentivo a la calidad que se define en el artículo 8 del presente real decreto, se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Q_{n-1}^i = 0,03 \cdot R_{n-1}^i \cdot (\beta_U^i \cdot X_{U,n-1}^i + \beta_{SU}^i \cdot X_{SU,n-1}^i + \beta_{RC}^i \cdot X_{RC,n-1}^i + \beta_{RD}^i \cdot X_{RD,n-1}^i)$$

Donde:

Q_{n-1}^i , incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado al grado de cumplimiento durante el año $n-1$ de los objetivos establecidos para los índices de calidad de servicio. Dicho incentivo a la calidad se calculará según lo establecido en el presente anexo.

$$X_{U,n-1}^i = \left(1 - \frac{TIEPI_{U-REAL,n-1}}{TIEPI_{U-OBJETIVO,n-1}} \right) + \left(1 - \frac{NIEPI_{U-REAL,n-1}}{NIEPI_{U-OBJETIVO,n-1}} \right)$$

Es un indicador del cumplimiento de la calidad en las zonas urbanas en que distribuye la empresa i , durante el año $n-1$.

β_U^i , factor de ponderación de la zona urbana a efectos del incentivo de calidad para la empresa distribuidora i .

$$X_{SU,n-1} = \left(1 - \frac{TIEPI_{SU-REAL,n-1}}{TIEPI_{SU-OBJETIVO,n-1}} \right) + \left(1 - \frac{NIEPI_{SU-REAL,n-1}}{NIEPI_{SU-OBJETIVO,n-1}} \right)$$

Es un indicador del cumplimiento de la calidad en las zonas semiurbanas en que distribuye la empresa i , durante el año $n-1$.

β_{SU}^i , factor de ponderación de la zona semiurbana a efectos del incentivo de calidad para la empresa distribuidora i .

$$X_{RC,n-1} = \left(1 - \frac{TIEPI_{RC-REAL,n-1}}{TIEPI_{RC-OBJETIVO,n-1}} \right) + \left(1 - \frac{NIEPI_{RC-REAL,n-1}}{NIEPI_{RC-OBJETIVO,n-1}} \right)$$

Es un indicador del cumplimiento de la calidad en las zonas rurales concentradas en que distribuye la empresa i , durante el año $n-1$.

β_{RC}^i , factor de ponderación de la zona rural concentradas a efectos del incentivo de calidad para la empresa distribuidora i .

$$X_{RD,n-1} = \left(1 - \frac{TIEPI_{RD-REAL,n-1}}{TIEPI_{RD-OBJETIVO,n-1}} \right) + \left(1 - \frac{NIEPI_{RD-REAL,n-1}}{NIEPI_{RD-OBJETIVO,n-1}} \right)$$

Es un indicador del cumplimiento de la calidad en las zonas rurales dispersas en que distribuye la empresa i , durante el año $n-1$.

β_{RD}^i , factor de ponderación de la zona rural dispersa a efectos del incentivo de calidad para la empresa distribuidora i .

Los valores de $TIEPI_{REAL,n-1}$ y $NIEPI_{REAL,n-1}$ son los valores del TIEPI y NIEPI que se observen en las instalaciones de distribución de la empresa i durante el año $n-1$, calculados de acuerdo a la Orden ECO 797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, en cada una de las zonas Urbana, Semiurbana, Rural Concentrada y Rural Dispersa.

Los valores de $TIEPI_{OBJETIVO,n-1}$ y $NIEPI_{OBJETIVO,n-1}$ para cada una de las zonas son los valores del TIEPI y NIEPI establecidos como límites de cumplimiento de la continuidad de la calidad zonal, vigentes en el año $n-1$.

2. El incentivo de calidad Q_{n-1}^i , tomará valores que podrán oscilar entre el $\pm 3\%$ de R_{n-1}^i .

3. Los valores $X_{zona, n-1}$ no podrán ser positivos si los valores de TIEPI o NIEPI superasen los valores objetivo para esa zona. Los valores $X_{zona, n-1}$ no podrán ser mayores de 1 y menores de -1.

Si la empresa distribuidora i , superase el año $n-1$ alguno de los valores TIEPI o NIEPI objetivos en alguna de las zonas en más de un 30%, no cobrará ningún incentivo por calidad durante el año n , sin perjuicio de las penalizaciones que pudiera sufrir en su retribución en el caso de resultar un valor Q_{n-1}^i negativo.

Si la empresa distribuidora i no tuviese clientes ubicados en alguna o varias de las zonas a que hace referencia la clasificación zonal, la suma de los valores correspondientes a los coeficientes multiplicadores de los valores $X_{zona, n-1}$ de éstas, se adicionarán a los coeficientes de las otras zonas de manera proporcional al número de zonas en que hubiese clientes.

ANEXO II

Incentivo a la reducción de pérdidas

El incentivo de pérdidas para el año n , P_{n-1}^i , tomará valores que podrán oscilar entre el $\pm 1\%$ de la retribución del año $n-1$, R_{n-1}^i , y se calculará como:

$$P_{n-1}^i = 0.8 \cdot Pr_{Eperd} \cdot (Eperd_{obj, n-1}^i - Eperd_{n-1}^i) \cdot (E_{pf}^i + E_g^i);$$

Donde:

$Eperd_{n-1}^i$; son las pérdidas reales de la empresa distribuidora i en el año $n-1$, expresadas en tanto por uno, de acuerdo a la expresión:

$$Eperd_{n-1}^i = \frac{(E_{pf}^i + E_g^i) - E_f^i}{(E_{pf}^i + E_g^i)}$$

Donde:

E_{pf}^i ; es la energía medida en los puntos frontera en el año $n-1$ expresada en MWh.

E_g^i ; es la energía generada en el año $n-1$ en las instalaciones conectadas a sus redes expresada en MWh.

E_f^i ; es la energía facturada en el año $n-1$ a los clientes conectados a sus redes, expresada en MWh.

$Eperd_{obj, n-1}^i$; son las pérdidas objetivo de la empresa distribuidora i en el año $n-1$ expresadas en tanto por uno sobre la suma de la energía medida en los puntos frontera prevista más la generada en las instalaciones conectadas a sus redes prevista.

Pr_{Eperd} ; es el precio de la energía de pérdidas. Este precio considerará el valor del ahorro que supone la reducción de pérdidas y se expresará en €/MWh."

4. 2 REGULACIÓN ACTUAL

En este apartado se va a analizar la regulación vigente, Ley 24/2013, de 26 de diciembre, desglosando los criterios y normas que se establecen para la retribución de las actividades de Distribución y Transporte de energía eléctrica.

Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico:

Hacia dieciséis años que se aprobó la Ley 54/1997, de 27 de noviembre con la consecución de gran parte de sus objetivos cumplidos. Alto nivel de calidad de suministro y de seguridad en la red, grandes inversiones realizadas en todas las actividades que conforman el Sector Eléctrico, fuentes de energía diversificadas y el proceso de liberalización del sistema se ha desarrollado más rápido de lo establecido por las Directivas europeas, dando la oportunidad, a los consumidores, de elegir compañía suministradora, todo ello dentro del marco normativo de Energía y Cambio climático.

A pesar de que se habían conseguido la mayoría de los objetivos fijados para la Ley 54/1997, también se han sucedido muchos cambios en el Sector Eléctrico, que han obligado a la intervención del legislador con demasiada asiduidad y que están requiriendo de una nueva legislación que se adapte a la situación actual.

Las principales causas de la necesidad de un nuevo marco normativo, son: el alto nivel de inversión en redes de transporte y distribución, la integración en las redes de numerosas plantas de generación a partir de fuentes de energía renovable, la complejidad de las ofertas en el mercado mayorista con la aparición de nuevos agentes, el exceso de capacidad de centrales térmicas de ciclo combinado y por supuesto el alto déficit que acumula el sistema.

Las causas del déficit del sector son debidas al crecimiento desmesurado de algunas partidas de costes por decisiones de política energética, sin poder recuperar dichas partidas mediante ingresos del sistema. Además esta situación se ha agravado debido a la crisis económica instaurada en el país que ha provocado la caída de la demanda eléctrica.

Entre 2004 y 2012, los peajes crecieron un 122%, lo que hizo que el precio de la electricidad en España estuviera muy por encima de la media de la UE y a pesar de ello, no fueron suficientes para cubrir los costes del sistema. Los datos oficiales indican que la deuda a finales de 2013 era de 26.000 millones de euros, siendo el déficit anual del sector de 10.000 millones de euros.

Para adaptar la normativa a la situación actual, después de múltiples intentos en forma de Reales Decretos, que no han sido capaces de eliminar el déficit del sistema, se ha redactado la nueva Ley 24/2013, que tiene como objetivo garantizar la estabilidad del Sistema Eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los adecuados parámetros de calidad, al mínimo coste y adaptarse a la nueva situación en la que se encuentra el Sistema, eliminando el déficit y sin que la responsabilidad de tal hecho recaiga en los consumidores finales.

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

Este RD establece una formulación para retribuir los activos de transporte con una única metodología independientemente de la fecha de obtención de la autorización de explotación de cada activo. Esta formulación tiene el fin de que la retribución a percibir por las empresas dedicadas a dicha actividad, sea clara, estable y predecible, reduciendo los costes de financiación de la actividad de transporte y por tanto, los costes del sistema eléctrico.

A pesar que desde la entrada en vigor de la Ley 17/2007, de 4 de julio, REE se constituye como transportista único del Sistema, por orden de la Comisión Europea, es posible que se hable de transportistas porque quedan algunas empresas que son dueñas de pequeñas partes de la red (principalmente “Unión Fenosa Distribución, S.A.”) y que deben de asumir las obligaciones de transportista con respecto a las distribuidoras conectadas a sus redes.

La forma de retribución de la actividad de transporte que establece este RD es la siguiente:

“Artículo 6. Retribución de una empresa transportista.

- 2. La retribución para el año n de una empresa transportista será la suma de la retribución de cada una de las instalaciones de transporte de su propiedad que se encuentren en servicio en el año $n-2$ y del incentivo de disponibilidad:*

La retribución del transporte queda regulada por la siguiente fórmula:

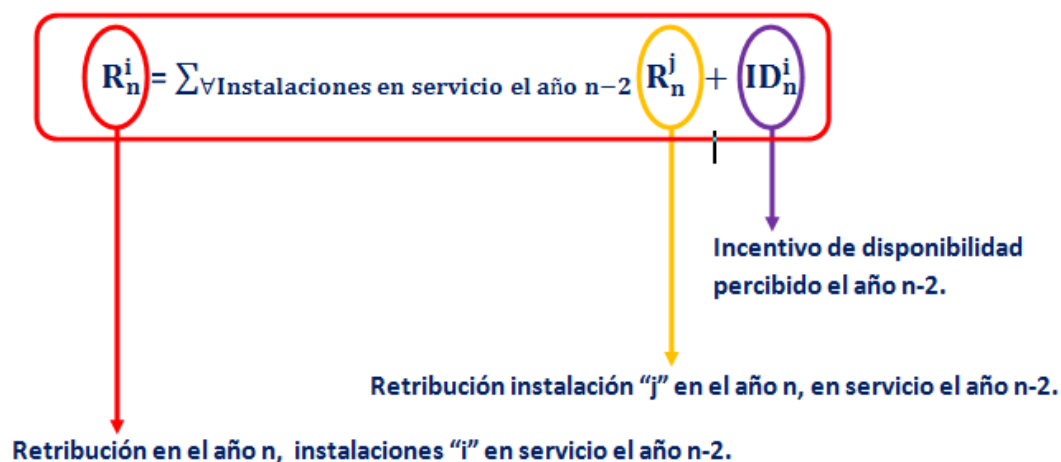


Figura 8. Retribución del transporte de energía eléctrica. Elaboración propia

La retribución de la instalación "j", en el año n, puesta en servicio en el año n-2, será:

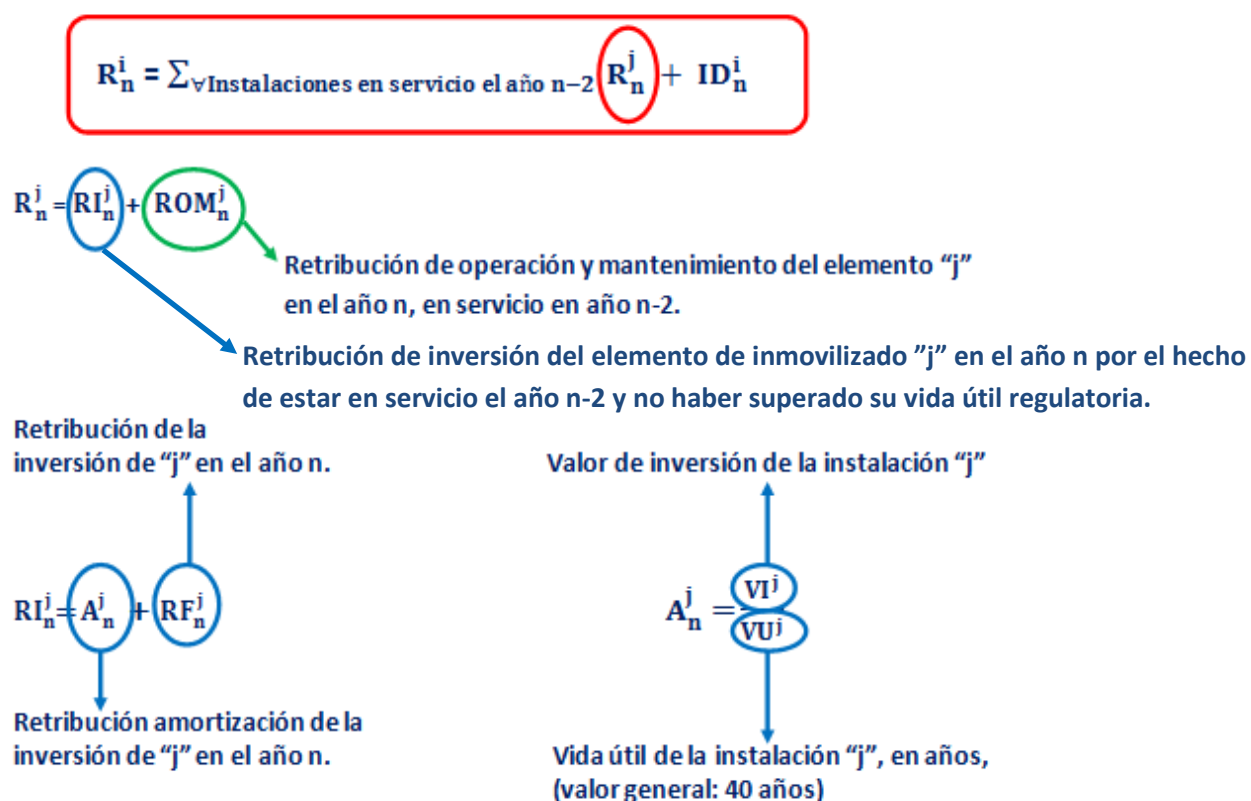


Figura 9. Retribución del transporte de energía eléctrica 2. Elaboración propia

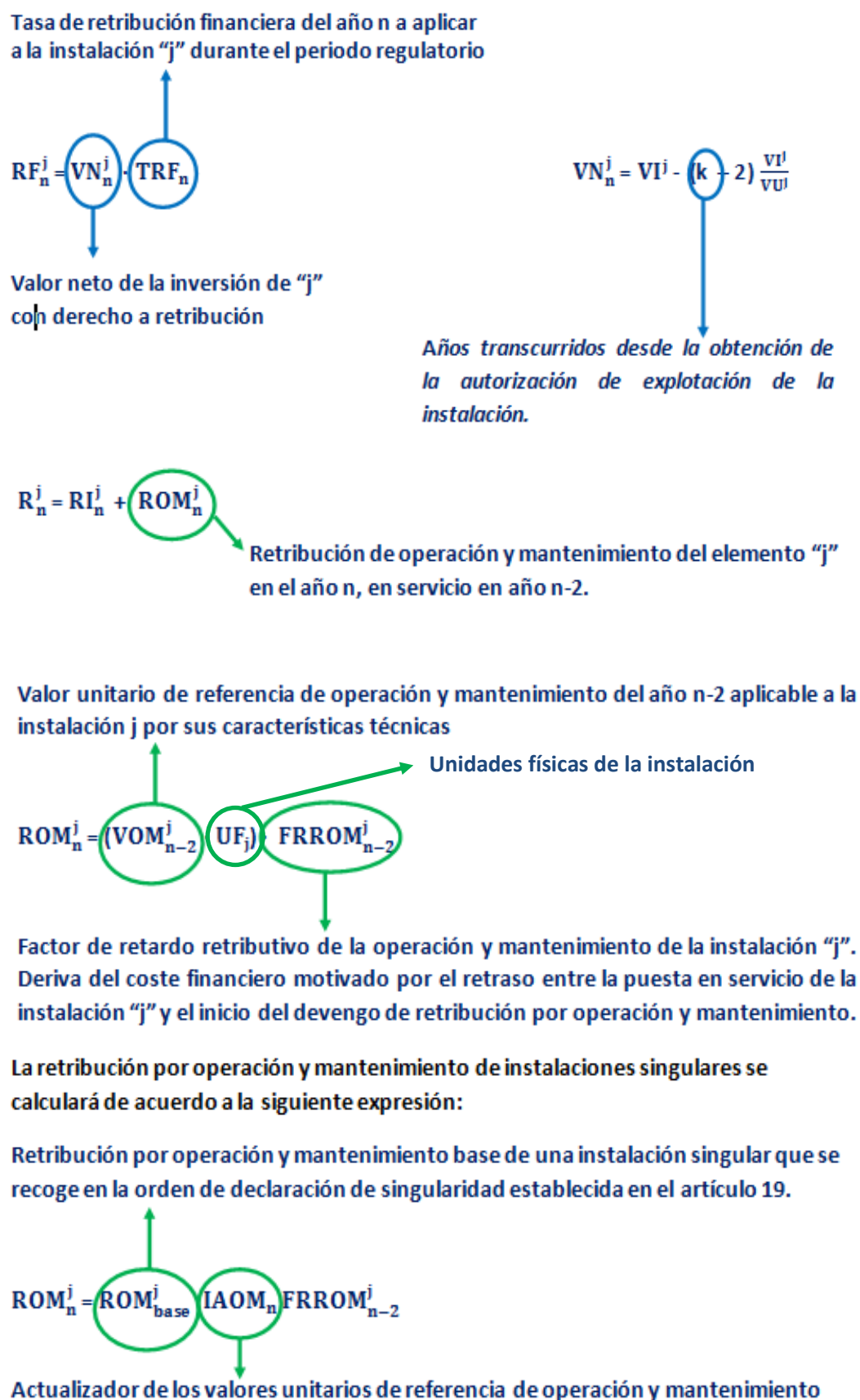


Figura10. Retribución del transporte de energía eléctrica 3. Elaboración propia

Elaboración propia

Artículo 9. Extensión de la vida útil de las instalaciones de la red de transporte.

1. Una vez finalizada la vida útil regulatoria de la instalación de transporte j, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión será nula.

2. La retribución por operación y mantenimiento de la instalación j el año n, ROM_n^j , será la que le corresponda de acuerdo a la formulación del artículo 7 multiplicada por un coeficiente de extensión de vida útil denominado μ_n^j . Este parámetro tomará los siguientes valores:

1. El valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de los nuevos elementos puestos en servicio por la empresa i el año n-2, VI_n^i se calculará como:

$$VI_n^i = \sum_j \text{ de la empresa } i \text{ puesta en servicio en } n-2 VI^j; \text{ donde:}$$

VI^j Es el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j perteneciente a la empresa transportista i.

2. El valor VI^j de inversión con derechos a retribución a cargo del sistema de la instalación j que ha obtenido autorización de explotación el año n-2 se calculará como:

$$VI^j = ((VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2} (VI_{n-2}^{j, valores unitarios} - VI_{n-2}^{j,real})) \delta_j - AY^j) FRRI_{APS}^j;$$

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

De este Real Decreto se pueden extraer varias ideas clave, para entender cómo se va a retribuir la actividad de distribución de energía eléctrica a partir de la entrada en vigor del mismo.

Los principios retributivos de la actividad de distribución son:

- 1- El desfase entre el devengo y el cobro de la retribución de las instalaciones de distribución. (Se iniciará a partir del 1 de enero del año n+2, siendo “n” el año de puesta en servicio de la instalación).

- 2- Sólo se retribuyen los activos no amortizados.
- 3- La tasa de retribución financiera del activo que corresponda, a cargo del Sistema Eléctrico, estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años, más el diferencial que corresponda.
- 4- Se contemplan incentivos por calidad de suministro, reducción de pérdidas y disminución del fraude.
- 5- El gobierno establecerá los criterios generales sujetos a retribución regulada.
- 6- Los parámetros de retribución se fijan por periodos regulatorios de 6 años.

Las actividades que se retribuyen al distribuidor son:

- 1- Retribución de la actividad de distribución (construir, operar y mantener la Red de Distribución).
- 2- Incentivos para la mejora de la calidad y la reducción de las pérdidas.
- 3- Atención de nuevos suministros y conexión de nuevos generadores.

Así mismo, el regulador contará con un Modelo de Red de Referencia, que minimice los costes y las pérdidas, cumpliendo los requisitos de calidad de suministro y en definitiva, que sea lo más eficiente posible, en el que se basará para la determinación de la retribución de la actividad de distribución.

Por tanto, la retribución anual de la distribución queda regulada por la siguiente fórmula:

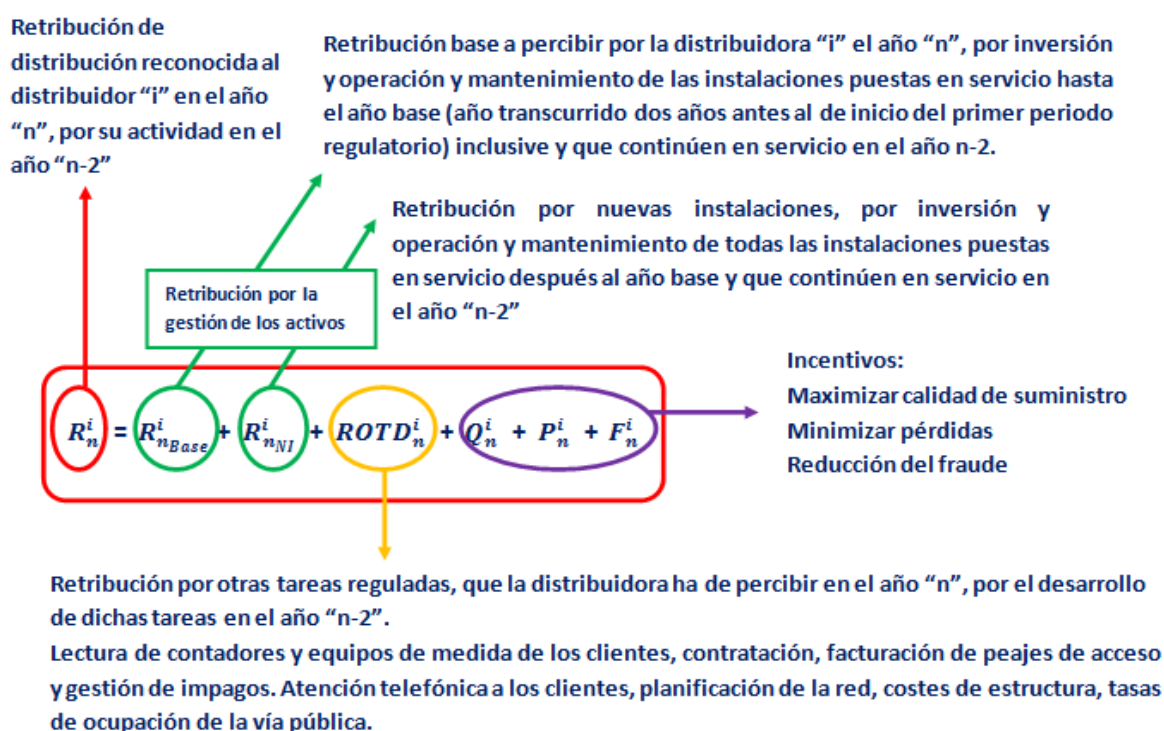


Figura11. Retribución de la distribución de energía eléctrica. Elaboración propia

Retribución de la distribución por la gestión de los activos (base):

Retribución base de la distribuidora "i", que debe percibir por el primer año del primer periodo regulatorio y que recogerá la retribución por inversión y por operación y mantenimiento de todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y continúen en servicio en dicha fecha.

$$R_{n_{base}}^i = RI_{base}^i + ROM_{base}^i$$

Término de retribución base a la operación y mantenimiento a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio en concepto de operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31/12 del año base y que continúen en servicio en dicha fecha.

Retribución base a la inversión a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio en concepto de inversión correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta 31/12 del año base y continúen en servicio en dicha fecha sin haber superado su vida útil regulatoria.

$$RI_{base}^i = A_{base}^i + RF_{base}^i$$

Retribución financiera del activo neto de la empresa distribuidora "i", que deberá percibir el primer año del primer periodo regulatorio, por las instalaciones puestas en servicio hasta el 31/12 del año base y que continúan en servicio dicho año.

Este término se evaluará como la amortización lineal del inmovilizado base bruto de la empresa "i".

$$A_{base}^i = \frac{IBR_{base}^i}{VU_{base}^i}$$

Inmovilizado base bruto de la empresa distribuidora "i" con derecho a retribución a cargo del sist. eléctrico el primer año del primer periodo regulatorio derivado de las instalaciones que se encuentran en servicio el año base y no hayan superado su vida útil regulatoria. Sólo se tendrán en cuenta las instalaciones que no hayan superado su vida útil regulatoria a 31/12 del año base.

Vida útil regulatoria media de las instalaciones de la distribuidora "i" a 31/12 del año

Figura12. Retribución de la distribución de energía eléctrica 2. Elaboración propia

Inmovilizado base bruto de la distribuidora “i” con derecho a retribución, el 1^{er} año del 1^{er} periodo regulatorio derivado de las instalaciones que se encuentren en servicio el año base y no hayan superado su vida útil regulatoria.

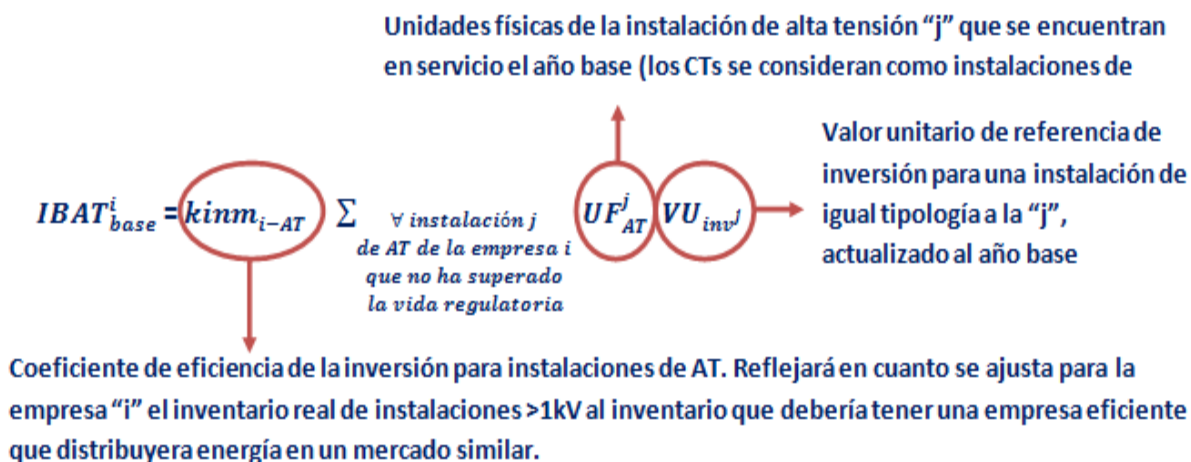
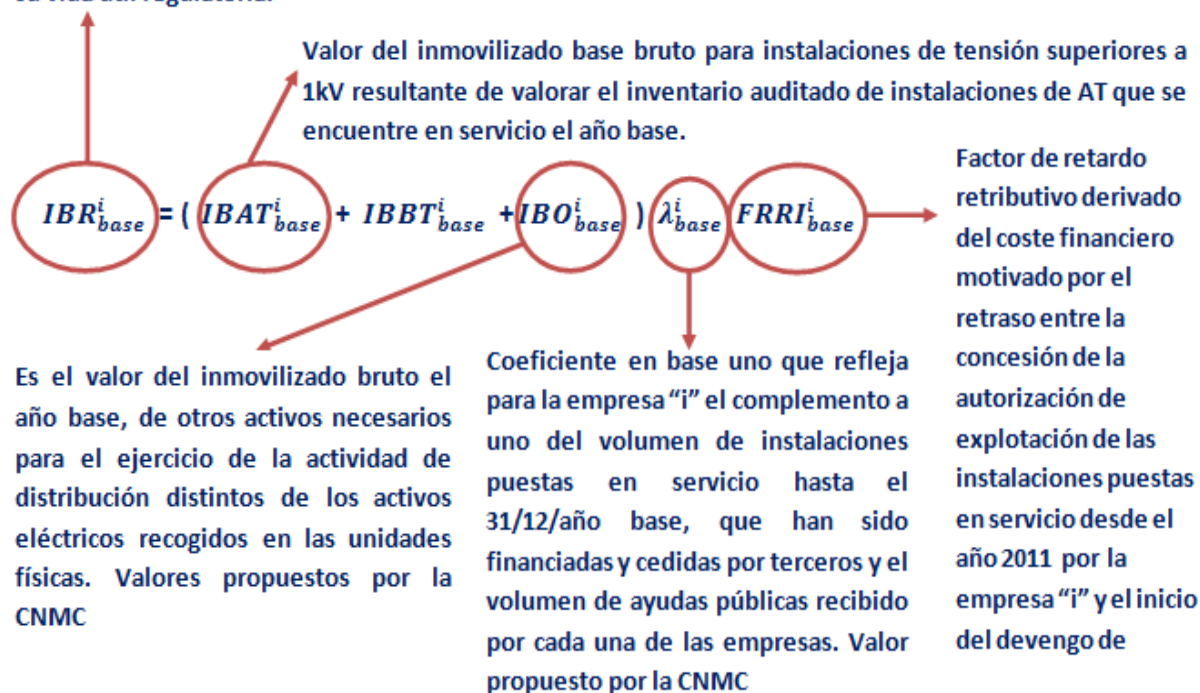


Figura13. Retribución de la distribución de energía eléctrica 3. Elaboración propia

Valor del inmovilizado bruto para instalaciones de tensión menor o igual a 1kV resultante de valorar el inventario auditado de instalaciones que se encuentre en servicio el año base.

Coefficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de AT. Reflejará en cuanto se ajusta para la empresa "i" el inventario real de instalaciones >1kV al inventario que debería tener una empresa eficiente que distribuyera energía en un mercado similar.

$$IBBT_{base}^i = kinm_{i-BT} \sum_{\substack{\forall \text{ instalación } j \\ \text{de BT de la empresa } i \\ \text{que no ha superado} \\ \text{la vida regulatoria}}} UF_{BT}^j VU_{inv}^j$$

Factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones puestas en servicio desde 01/01/2011 hasta 31/12/año base respecto del total de instalaciones de la empresa "i" que se encuentran en servicio el 31/12/año base. Valor propuestos por la CNMC

$$FRR_{base}^i = \varphi_{2011 \rightarrow base}^i (1 + TRF_{Base})^{TR_{2011 \rightarrow base}} + (1 - \varphi_{2011 \rightarrow base}^i) (1 + TRF_{Base})^{TR_{pre-2011}}$$

Retribución financiera del activo neto de la empresa distribuidora "i" que ésta debería percibir por ese concepto el 1er año del 1er periodo regulatorio correspondiente a las instalaciones propiedad de la distribuidora "i" que hayan sido puestas en servicio hasta 31/12/año base y que continúen en servicio dicho año

Tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio desde el 01/01/2011. (Tomará el valor de 1,5)

Tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio antes de 2011. (Tomará el valor de 0,5 para instalaciones puestas en servicio antes de 2011)

Inmovilizado base neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la distribuidora "i" asociado a las instalaciones que se encuentran en servicio el año base

$$RF_{base}^i = IN_{base}^i TRF_{Base}$$

Tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado durante el primer periodo regulatorio

Figura14. Retribución de la distribución de energía eléctrica 4. Elaboración propia

$$IN_{base}^i = IBR_{base}^i \cdot \frac{VR_{base}^i}{VU_{base}^i}$$

Vida residual promedio a 31/12/año base, de las instalaciones de la distribuidora "i" que no hayan superado su vida útil regulatoria dicho año base. Valor propuesto por la CNMC

Vida útil regulatoria media de las instalaciones de la empresa distribuidora "i" a 31/12/año base.

Término de retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de AT que la distribuidora "i" ha de recibir el año de inicio del 1er periodo regulatorio derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de alta tensión que se encuentran en servicio en el año base. Se determinará aplicando al inventario de instalaciones >1kV, los valores unitarios de operación y mantenimiento fijados.

$$ROM_{base}^i = (ROMAT_{base}^i + ROMBT_{base}^i + ROMNLAET_{base}^i \cdot \alpha_{OyM}_{base}^i) \cdot FRROM_{base}^i$$

Factor de retardo retributivo de la operación y el mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 por la empresa "i" y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento.

Término de retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de baja tensión que la distribuidora "i" ha de percibir el año de inicio del 1er periodo regulatorio derivado de la operación y el mantenimiento de las instalaciones de BT que se encuentran en servicio el año base. Se determinará aplicando al inventario de instalaciones ≤1kV, los valores unitarios de operación y mantenimiento.

Factor de eficiencia de la operación y el mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Valor propuesto por la CNMC

Término de retribución base por operación y mantenimiento que la distribuidora "i" percibe el 1er año del 1er periodo regulatorio, asociado a la labor de mantenimiento realizada el año base que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Su valor será propuesto por la CNMC.

Figura15. Retribución de la distribución de energía eléctrica 5. Elaboración propia

Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la "j", actualizado al año base.

$$ROMAT_{base}^i = kinm_{i-AT} \sum_{\substack{\forall \text{ instalación } j \\ \text{de AT de la empresa } i}} UF_{AT}^j VU_{OyM}^j$$

Son las unidades físicas de la instalación "j" de AT que se encuentren en servicio el año base.

$$ROMBT_{base}^i = kinm_{i-BT} \sum_{\substack{\forall \text{ instalación } j \\ \text{de BT de la empresa } i}} UF_{BT}^j VU_{OyM}^j$$

Son las unidades físicas de la instalación de baja tensión "j" que cuenten con autorización de explotación antes de 31/12/año base

Es la tasa de retribución financiera del primer periodo regulatorio

$$FRROM_{base}^i = \varphi_{2011 \rightarrow base}^i (1 + TRF_{APS})^{TR_{baseOM}} + (1 - \varphi_{2011 \rightarrow base}^i)$$

Tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el 01/01/2011 hasta el año base. Tomará el valor de 1 para instalaciones puestas en servicio desde el 01/01/2011.

Factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones puestas en servicio desde el 01/01/2011 hasta el 31/12/año base respecto del total de instalaciones de las empresa "i" que se encuentran en servicio el 31/12/año base.

Figura16. Retribución de la distribución de energía eléctrica 6. Elaboración propia

“Para el primer año del primer periodo regulatorio:

El término $R_{n_{base}}^i$ de retribución base a percibir por la empresa distribuidora “i” el año n en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive u que continúen en servicio el año n-2, tomará el valor R_{base}^i para el primer año del primer periodo regulatorio”

$$R_{base_1}^i = R_{base}^i$$

Para los siguientes años:

$$R_{base_n}^i = RI_{base_n}^i + ROM_{base_n}^i$$

$$RI_{base_n}^i = A_{base_n}^i + RF_{base_n}^i$$

$$A_{base_n}^i = \frac{IBR_{base_n}^i}{VU_{base}^i}$$

$$IBR_{base_n}^i = IBR_{base}^i$$

$$RF_{base_n}^i = IN_{base_n}^i TRF_n$$

$$IN_{base_n}^i = IBR_{base}^i \frac{VR_{n-2}^i}{VU_{base}^i}$$

$$VR_{n-2}^i = VR_{base}^i - k$$

$$ROM_{base_n}^i = (ROM_{base_{n-1}}^i - \Delta ROM_{base_{n-3}}^i) (1 + IAOM_n)$$

Retribución de la distribución por la gestión de los activos (nuevas instalaciones):

Retribución a percibir por el elemento inmovilizado "j" de la red de distribución de la empresa "i", en el año n-2. En todo caso el elemento de inmovilizado "j" deberá haber sido puesto en servicio con posterioridad al año base.

Termino de retribución por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora "i" percibe en el año n, asociado a la labor de mantenimiento realizada en el año n-2 que no está retribuida en el término $ROM_{base_n}^i$ ni está directamente ligada ni retribuida en la retribución de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Valor propuesto por la CNMC.

Factor de eficiencia de la operación y el mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas.

$$R_{nNI}^i = \sum_{\forall \text{ instalación } j \text{ de la empresa } i} R_n^j + ROM_{nNI}^i \alpha_{OyMNI}^i$$

Retribución de inversión del elemento de inmovilizado "j" en el año n por el hecho de estar en servicio el año n-2 y no haber superado su vida útil regulatoria.

$$R_n^j = RI_n^j + ROM_n^j$$

Retribución de operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado "j" en el año n por el hecho de estar en servicio en el año n-2.

Retribución por amortización de la inversión del elemento inmovilizado "j" en el año n.

$$RI_n^j = A_n^j + RF_n^j$$

Retribución financiera de la inversión de la instalación "j" en el año n.

$$A_n^j = \frac{VI^j}{VU^j}$$

Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación "j".

Vida útil regulatoria de la instalación "j" expresada en años, Con carácter general tomará 40 años

Figura17. Retribución de la distribución de energía eléctrica 7. Elaboración propia

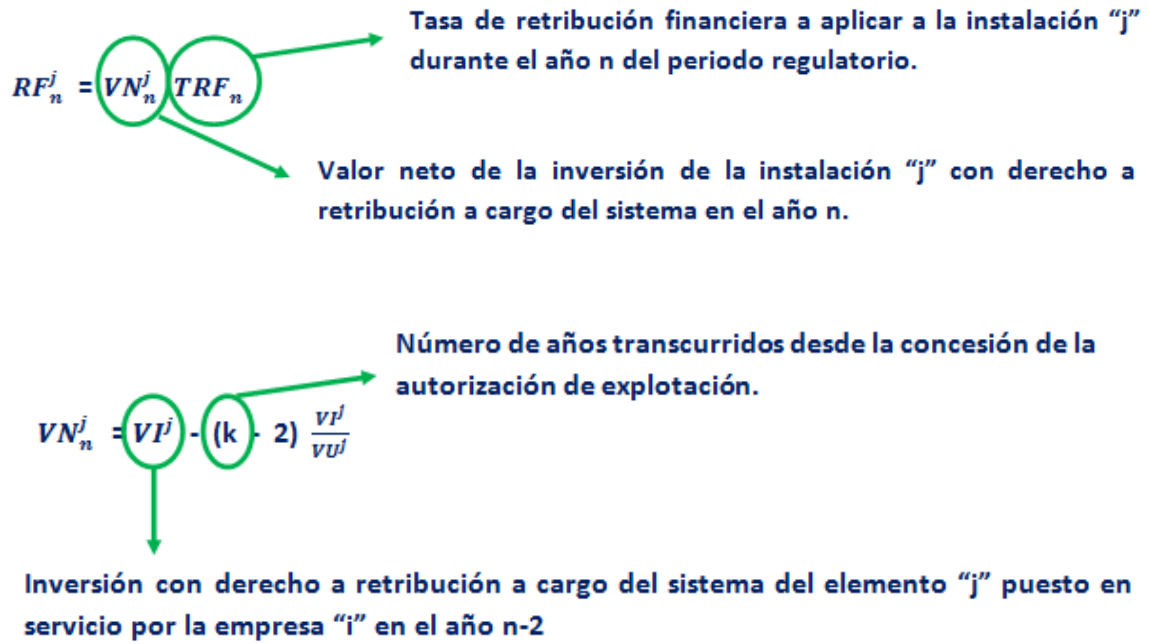


Figura18. Retribución de la distribución de energía eléctrica 8. Elaboración propia

Para los activos con derecho a retribución a cargo del sistema cuya tipología se encuentre recogida en los valores unitarios de referencia:

$$VI^j = \left((VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2} (VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real})) \delta_j - AY^j \right) FRR I_{n-2}^j$$

$$FRR I_{n-2}^j = (1 + TRF_{APS})^{tr_j}$$

Para los activos con derecho a retribución a cargo del sistema distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Este valor se obtendrá de la información auditada presentada por las empresas distribuidoras, y se calculará como:

$$VI^j = (VI_{n-2}^{j,real} \delta_j - AY^j) FRR I_{APS}^j$$

$$ROM_n^j = (VU_{OyM\ n-2}^j UF_j) FRROM_{n-2}$$

$$FRROM_{n-2} = (1 + TRF_{n-2})^{tr_{om_j}}$$

Retribución de la distribución por otras tareas reguladas:

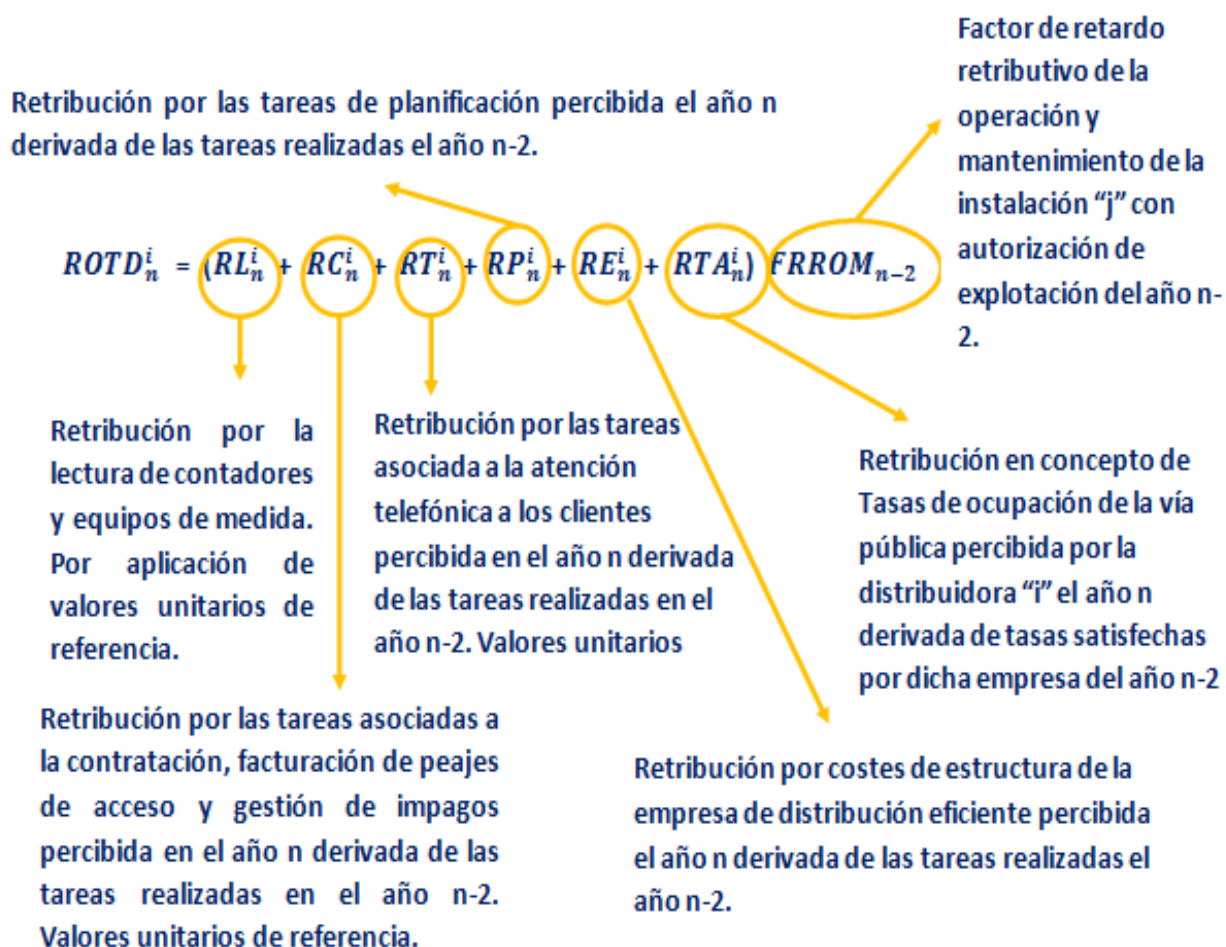


Figura19. Retribución de la distribución de energía eléctrica 9. Elaboración propia

5. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RETRIBUCIONES EN EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Después de haber presentado la regulación sobre retribuciones de las actividades de distribución y transporte de energía eléctrica, en España desde que se produjo la liberalización del sistema eléctrico en el año 1997, hasta el momento actual (septiembre 2015), se van a analizar estos cambios en la normativa y cómo han afectado a las empresas dedicadas a dichas actividades.

La ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, liberaliza las actividades de distribución y transporte a través de la generalización del acceso a terceros a las redes. Pero la retribución de estas dos actividades continúa siendo fijada

administrativamente, con el fin de evitar un posible abuso de las posiciones de dominio empresarial determinadas por la existencia de una única red. Decisión acertada, por parte del Gobierno español, pues de haberse liberalizado las actividades de transporte y distribución, igual que las actividades de generación y comercialización, el Gobierno se habría encontrado en una situación muy complicada, en la que tendría que haber repartido la redes por tramos, de la manera más equitativa posible y siempre con el objetivo de que se prestase el mejor servicio a los consumidores. Siendo esta tarea de mucha complejidad, pues las empresas más grandes solicitarían mayor asignación de las redes, al posicionarse como empresas más capacitadas para desarrollar las tareas de distribución y transporte, dejando en desventaja a las empresas más pequeñas y favoreciendo el monopolio en estas dos actividades.

Así se establece que la retribución de la actividad de distribución, se fija en base a los costes de inversión en la red de distribución, los costes de operación de la actividad y los costes de mantenimiento de dicha red.

Y la retribución de la actividad de transporte se establece en función de los tres criterios anteriores (costes de inversión, costes de operación y costes de mantenimiento), energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, incentivos correspondientes a la calidad del suministro y la reducción de pérdidas, y el resto de costes necesarios para desarrollar la actividad.

A continuación, la figura muestra la evolución de las regulaciones en materia de retribución que se han ido sucediendo a lo largo de la historia, desde la liberalización del sector en 1998, hasta el momento actual:

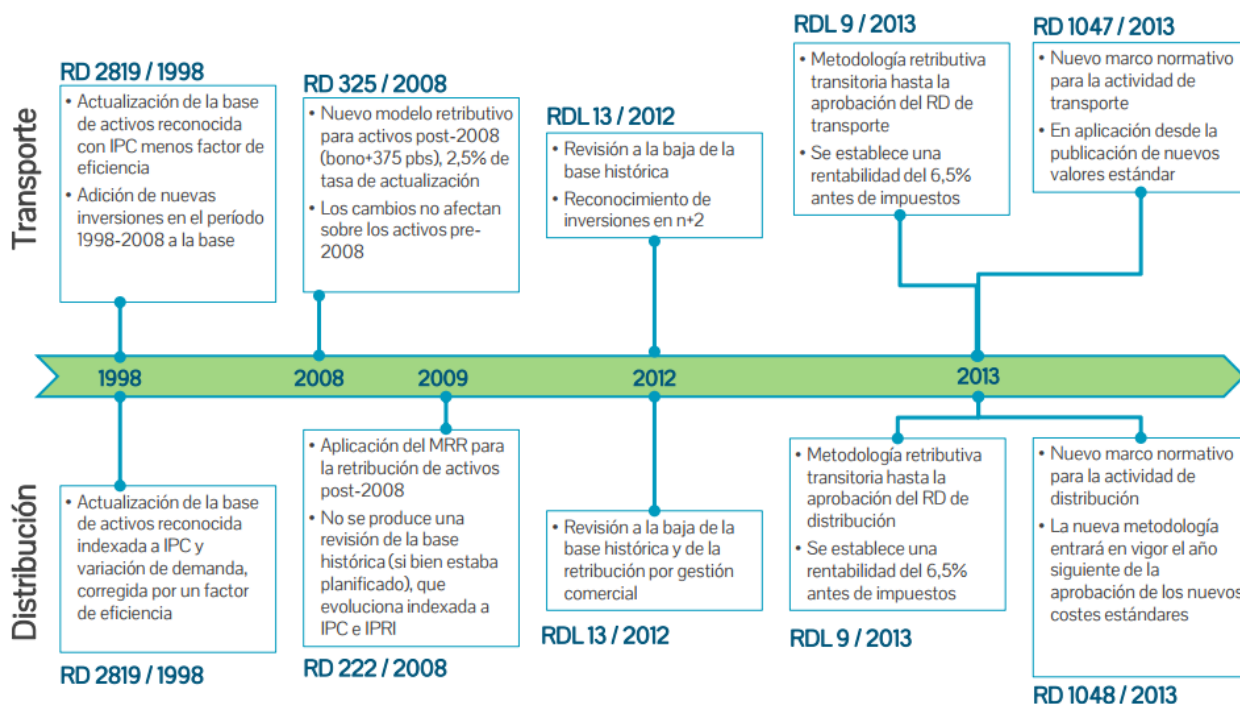


Figura 20. Evolución de la regulación retributiva en transporte y distribución.²⁰

Los motivos de la aprobación de nuevas regulaciones en materia de retribución de las actividades de transporte y distribución, en el año 2008 son varios, el primero es la necesidad de una revisión del régimen retributivo para adaptarla a las modificaciones de la Ley 54/1997 implementadas por el Parlamento Europeo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y a las fuertes inversiones previstas para el nuevo periodo de planificación, fijado desde 2008 a 2016. El segundo es, la equiparación del sistema retributivo de estas actividades, con los sistemas de los países europeos de nuestro entorno. Y el último, es que ya han pasado diez años desde la aprobación de la legislación que regula la retribución de ambas actividades y debido a que se han producido grandes e importantes cambios en las redes, tanto de transporte como de distribución y en el conjunto de la sociedad y la industria, que modifican las necesidades de los consumidores finales, se considera necesaria una revisión de esta regulación, que se ajuste de la mejor forma posible a la situación actual del Sector Eléctrico.

Las medidas aprobadas en materia de regulación de distribución y transporte de electricidad, a partir del año 2012 están promovidas por la necesidad de asegurar la estabilidad del Sector Eléctrico, que se ve amenazada por la conversión del déficit entre ingresos y gastos del sistema, en déficit estructural y crónico.

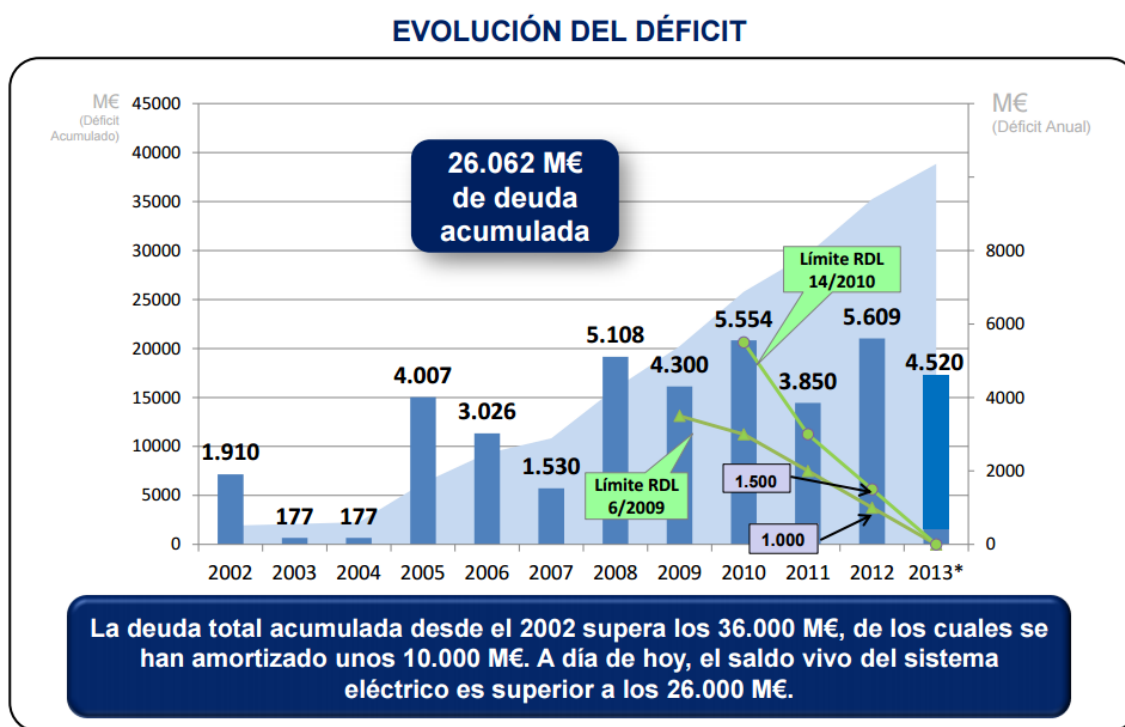
²⁰http://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/regulacion_tarifas/regulacion_nacional/RDTyD.pdf

Así que el objetivo de las medidas aprobadas en la reforma del Sector Eléctrico es disminuir el déficit (que asciende a más de 4.500 M€ en 2013, según datos de la CNMC) que se ha generado en el sistema y se está arrastrando año tras año. Para ello prevé que la reducción de los costes regulados del Sistema Eléctrico, se reduzcan en 2.700M€.

Al mismo tiempo que se reduce el déficit, se quiere implementar la máxima eficiencia de las empresas distribuidoras y transportistas a la hora de desarrollar sus actividades, cumpliendo con los niveles exigidos de calidad del suministro y pérdidas.

También pretende establecer la formulación más justa y equitativa en materia de retribución de las actividades reguladas.

En la figura 21, se muestra la evolución del déficit del sistema eléctrico desde el año 2002 hasta el año 2013.



*Acumulado hasta liquidación 08/2013. Fuente CNE

Figura 21. Evolución del déficit del sistema eléctrico. Fuente Endesa.²¹

²¹<http://www.endesa.com/ES/ACCIONISTAS/INFOECONOMICA/Documents/Presentaci%C3%B3n%20Resultados%202014.pdf>

En la figura 22, se puede observar la evolución de los costes e ingresos regulados del Sistema Eléctrico entre los años 2005 y 2013. “Desde 2006 los ingresos medios por peajes de acceso han aumentado un 70%, mientras que el aumento de los costes de acceso fue un 140%. Las partidas con una mayor contribución al crecimiento de los costes de acceso han sido las primas del régimen especial y las anualidades del déficit, que se han multiplicado por 5 desde 2006” CNE, 07.03.2012

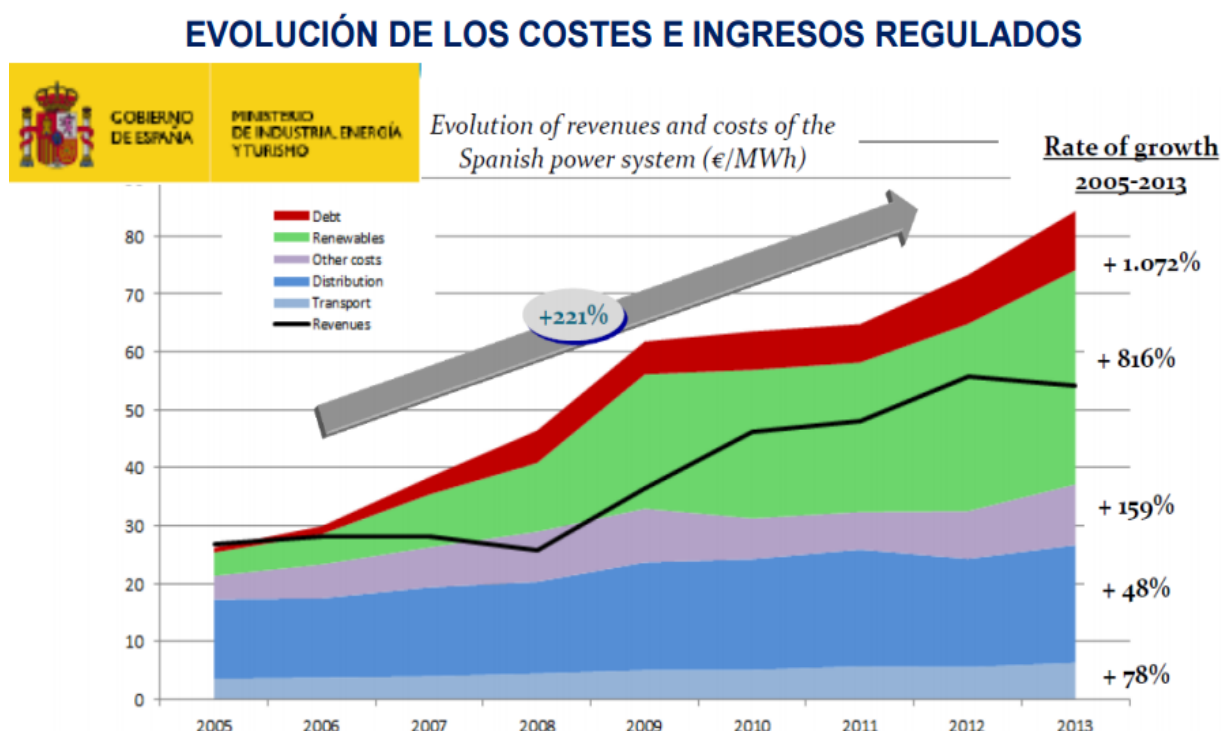


Figura 22, Evolución de los costes e ingresos regulados. Fuente Endesa.²²

Para tener una referencia del peso que tienen en la factura eléctrica, de los consumidores finales, las actividades reguladas, los impuestos y el déficit del sector, se muestra, en la Figura 23, la siguiente estimación realizada por Endesa, para el año 2013.

²²<http://www.endesa.com/ES/ACCIONISTAS/INFOECONOMICA/Documents/Presentaci%C3%B3n%20Resultados%202014.pdf>

PESOS DE LOS DIFERENTES CONCEPTOS EN LA FACTURA ELÉCTRICA:

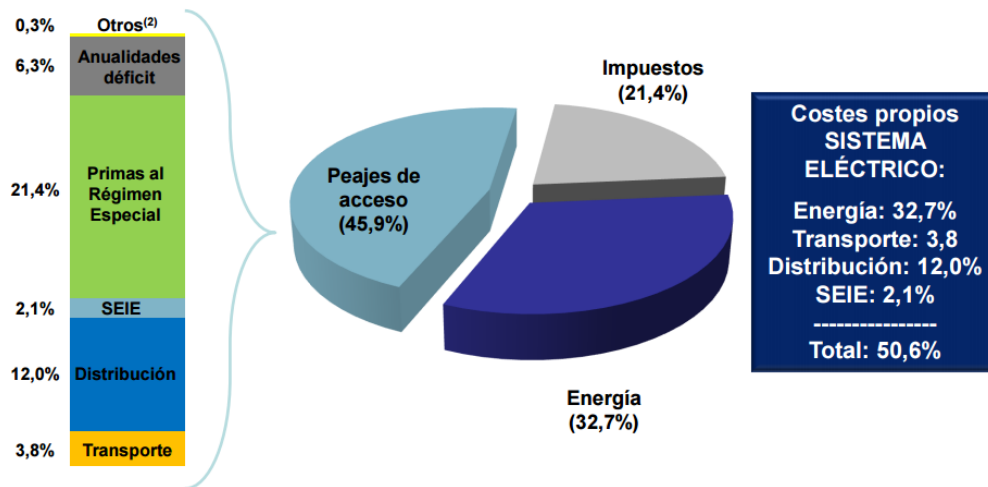


Figura 23, Desglose de conceptos, por porcentaje de la factura eléctrica. Fuente Endesa.²³

Como se puede ver en la figura 24, algunas compañías eléctricas son las que soportan temporalmente el déficit de tarifa. El Fondo de Amortización de Déficit Eléctrico (FADE) es el instrumento responsable de colocar este déficit en mercados financieros (titularización) para la devolución del derecho de cobro de las compañías eléctricas. El FADE retorna el préstamo en anualidades que se imputan en la tarifa eléctrica.

EMPRESAS QUE FINANCIAN EL DÉFICIT DE TARIFA

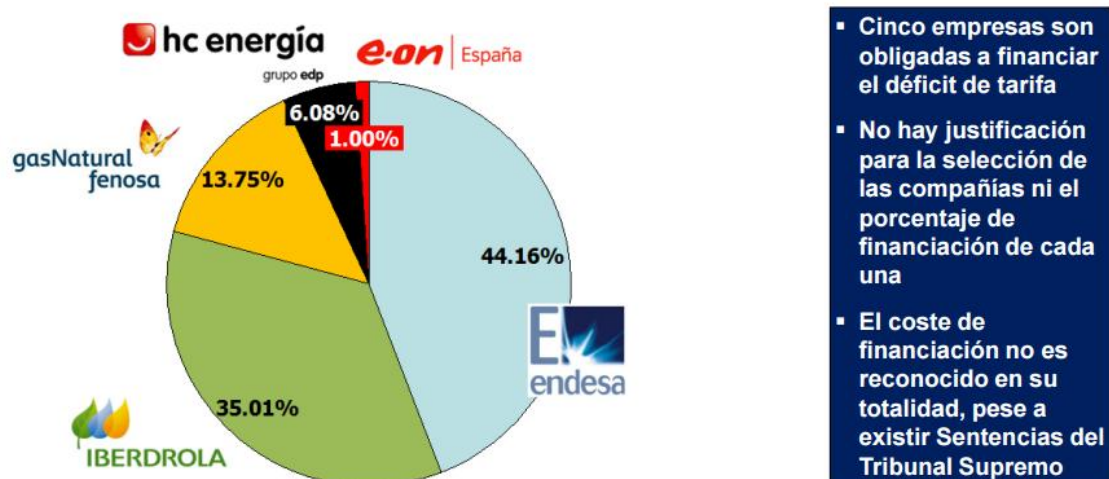


Figura 24, Empresas que financian el déficit de tarifa. Fuente Endesa.²⁴

23y24<http://www.endesa.com/ES/ACCIONISTAS/INFOECONOMICA/Documents/Presentaci%C3%B3n%20Resultados%202014.pdf>

Transporte:

Esencialmente, los costes del transporte de energía eléctrica se pueden desglosar en dos partidas. Costes de inversión de instalaciones y costes de operación y mantenimiento, como se muestra en el siguiente esquema:

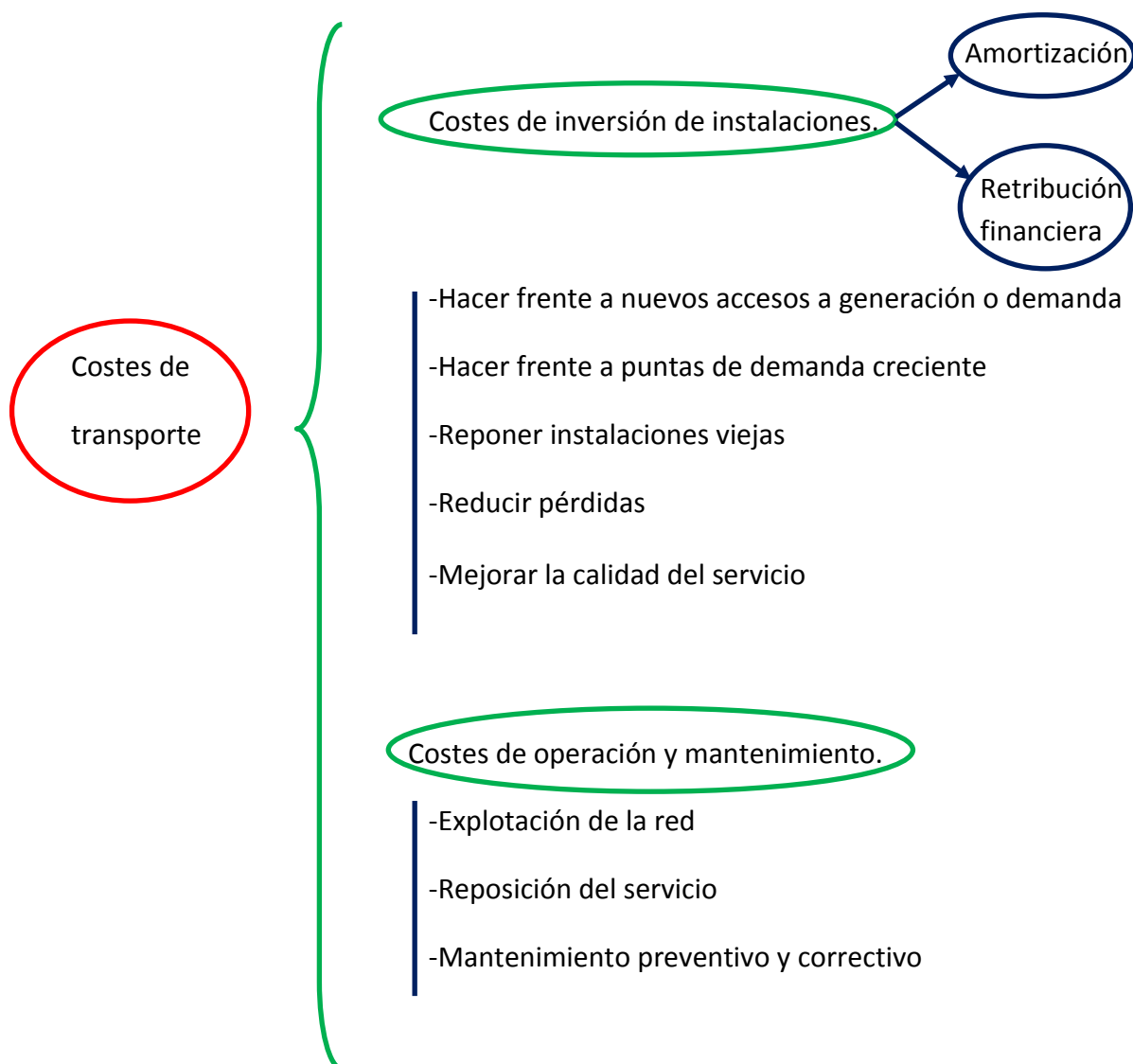


Figura 25. Costes de transporte. Elaboración propia

Para cubrir estos costes, los diferentes Gobiernos de España, han intentado establecer regulaciones que hicieran que el flujo entre gastos e ingresos del Sector Eléctrico, referidos a la actividad de transporte, fuera lo más ajustado posible.

A continuación se analiza y evalúa la regulación sobre retribución, que han afectado a la actividad de transporte de energía eléctrica, anteriormente expuesta y que va a ser desarrollada con más profundidad.

La Ley 54/1997 estableció los pilares del nuevo modelo retributivo de la actividad de transporte, manteniendo esta actividad como regulada. Hecho coherente, derivado de las raíces de monopolio natural de la actividad de transporte, al existir una única red.

El RD 2819/1998 estableció las directrices para la retribución de la actividad de transporte, basándose en el **modelo de regulación por coste del servicio**. Este es un modelo sencillo que se fundamenta en reconocer unos costes de operación y aplicar una tasa de rentabilidad sobre un conjunto de activos, de manera individual, reconocidos para la retribución del capital.

Este modelo proporciona seguridad y estabilidad económicamente, a las empresas transportistas, puesto que van a recibir retribución con una tasa fija, independientemente de la cantidad de energía que transporten. Siendo remuneradas de manera proporcional a las inversiones que realicen, destinadas a mejorar la red de transporte.

Por estos motivos, este modelo no incentiva a la reducción de costes, porque no premia a las empresas más eficientes, ni penaliza a las menos eficientes y además, puede incentivar la inversión en exceso.

Dicho modelo hacía distinciones entre las instalaciones puestas en marcha anteriormente a 1998 cuando entró en vigor el RD 2819/1997 y las que fueron puestas en servicio después a este año. Para las instalaciones puestas en servicio después de 1998, se calculaba el coste de las instalaciones anualmente, que hubieran sido puestas en servicio en ese mismo año, basándose en unos costes fijados, de referencia de inversión y operación y mantenimiento. Esta fórmula para calcular la cantidad de retribución, se iba actualizando anualmente con el IPC (que es la medida estadística de la evolución de los precios, de los bienes y servicios que consumimos en el núcleo familiar, en nuestro país), menos un índice de eficiencia fijado por el Ministerio de Industria y Energía, con vigencia para cuatro años.

Para las instalaciones puestas en servicio anteriormente al año 1998, se calculaba una retribución de una forma muy parecida a las puestas en servicio a partir de esa fecha, pero basada en el coste reconocido de dichos activos, a las empresas propietarias de los mismos, en el año 1998, que variaba con otro índice de eficiencia fijado también por el Gobierno y con el IPC.

Este modelo no tenía en cuenta la amortización del activo, a lo largo de su vida útil y por este motivo, los transportistas corrían con los costes de mantenimiento de las instalaciones, para prestar el servicio de transporte.

Este modelo estuvo vigente sin cambios hasta el año 2008, cuando se aprobó el RD 325/2008 por el que se fija la nueva forma de retribuir la actividad de transporte

de energía eléctrica, para las instalaciones puestas en servicio a partir de la fecha de publicación del mismo (29/02/2008). Manteniéndose el modelo establecido en el RD 2819/1998, para las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año 1998, expuesto anteriormente y también el modelo por el que se retribuían las instalaciones puestas en servicio antes de ese año, de manera conjunta, sin tener en cuenta las particularidades de cada área, concretamente, las variaciones de la demanda en cada zona, por una cantidad fija que se actualizaba cada año, multiplicándola por el término “(IPC-X)”, siendo X un factor de eficiencia fijado por el Gobierno.

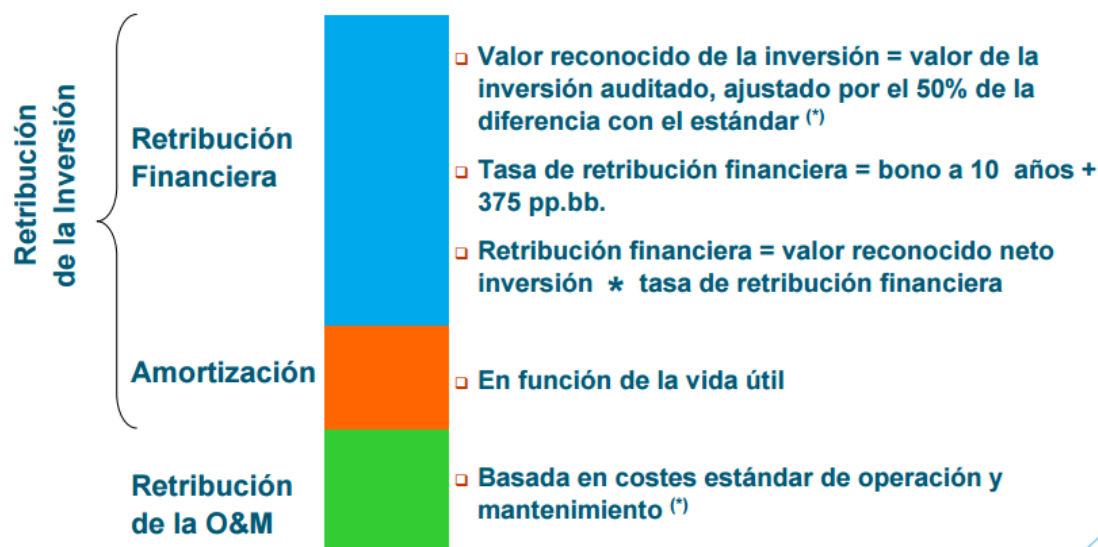
El RD 325/2008, estableció que los activos puestos en servicio a partir de su puesta en vigor, fueran retribuidos de forma individualizada según su valor neto actualizado anualmente, en el año $n+1$, es decir, un año después del año de puesta en marcha de estos activos, que representa un cambio con respecto a la regulación existente hasta este momento. Este margen de un año, entre la puesta en funcionamiento de las instalaciones y su remuneración por parte del Gobierno, intentaba dar más tiempo para acortar distancias entre ingresos y gastos netos, al disponer de un margen de tiempo mayor, para gestionar de manera más eficiente los recursos monetarios disponibles.

Además, para calcular los costes totales de la actividad de transporte (inversión, operación y mantenimiento) se utilizaban unos valores de referencia, fijados por el Gobierno, en base a otras redes similares a la de España.

Para el cálculo del valor inicial de la inversión de cada instalación, se tenía en cuenta la media entre el valor estándar fijado por el Gobierno y un valor contable auditado.

A continuación se resumen las medidas regulatorias de retribución de la actividad de transporte, fijadas en el RD 325/2008, en las figuras 26 y 27:

Nueva Retribución: Año Inicial



(*) Los valores estándares se actualizan anualmente en base a evolución de precios.

Figura 26. Nueva retribución de transporte, año inicial. Fuente REE²⁶

Nueva Retribución: Años Posteriores

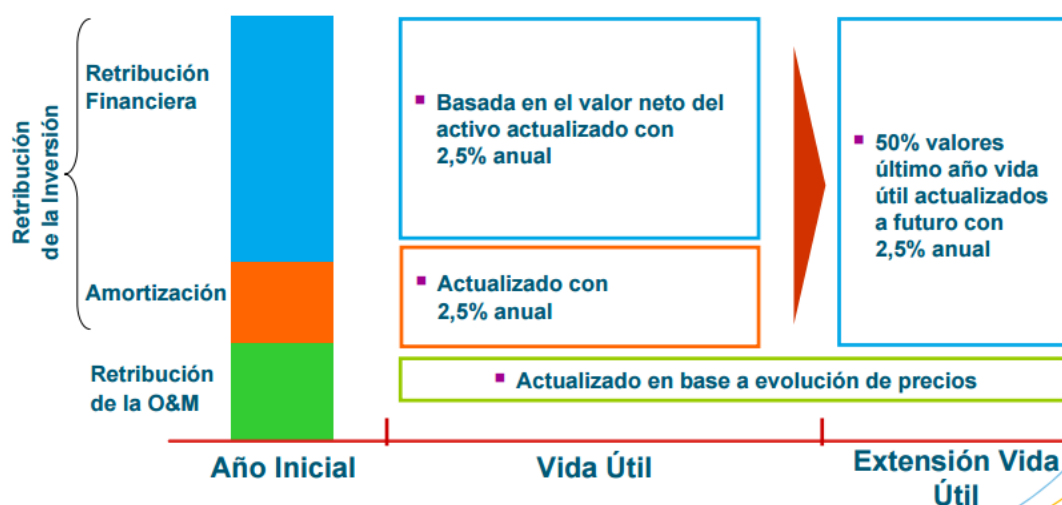


Figura 27. Nueva retribución de transporte, años sucesivos. Fuente REE²⁷

²⁶http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/nueva_retribucion_del_transporte_de_energia_electrica.pdf

²⁷http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/nueva_retribucion_del_transporte_de_energia_electrica.pdf

Debido a que no se consiguió eliminar el déficit entre ingresos y gastos del Sistema Eléctrico, mediante las medidas regulatorias tomadas a lo largo de los años y no sólo eso, sino que se convirtió en un déficit crónico para el sistema, poniendo en peligro su continuidad de manera estable, el estado decidió aprobar una reforma legislativa en el sector con el fin de terminar con dicho déficit, que comenzó en el año 2012 y culminó en el año 2013 con la aprobación de la nueva Ley del Sector Eléctrico 24/2013 y sus correspondientes Reales Decretos.

El RDL 13/2012, de 30 de marzo, se toman dos medidas significativas que ayudaron a reducir la partida de gastos del Sector, con la consecuente reducción de la partida de ingresos de REE como transportista único del sistema, desde el año 2007 y de Unión Fenosa Distribución, que aún sigue realizando labores de transporte en algunos tramos pequeños de la red. Estas medidas fueron: la modificación de la fecha de cobro de la retribución que generan las instalaciones de transporte, que ahora se cobraría por los transportistas a partir de dos años, después de su puesta en servicio, con los intereses correspondientes, para instalaciones puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2012 aumentando el margen de tiempo en el que el Estado tiene para reducir el déficit del Sistema.

El 13 de julio se aprobó el RDL 20/2012, fijó el nivel de retribución de los activos en servicio, de la red, sobre el valor neto. Medida que afecta a las instalaciones puestas en servicio antes de 2008 y que es lógica, porque esos activos se estaban retribuyendo sin tener en cuenta su depreciación anual, algo que suponía un sobrecoste innecesario al Sistema Eléctrico.

Con la batería de medidas que buscaban la reducción del déficit del Sistema, el 1 de febrero de 2013, se publica el Real Decreto-ley 2/2013, por el cual se pasa a retribuir la actividad de transporte de energía eléctrica mediante la referencia del Índice de Precios al Consumo al IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos, que típicamente tiene un valor inferior al del IPC.

El 12 de julio se aprobó el RDL 9/2013 que establece nuevos principios retributivos basándose en que la actividad de transporte es de bajo riesgo y por tanto debe ser llevada a cabo por una empresa o conjunto de empresas eficientes y bien gestionadas. Por tanto, se establece una tasa de retribución de los activos vinculada a las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial de 100 puntos básicos para la segunda mitad de 2013 y de 200 puntos básicos para el año 2014. Esta medida recortó los ingresos de REE en 72 millones de €.

El 26 de diciembre se publica la nueva Ley del Sector Eléctrico, la Ley 24/2013, que recoge todas las directrices de remuneración de la actividad de transporte de

energía eléctrica, que se venían publicando en los correspondientes Reales Decretos-Ley que se acaban de explicar y las amplia plasmándolas en el RD 1047/2013. Así, este RD fija periodos regulatorios de 6 años, y especifica que la tasa de retribución financiera que aplicará a los activos de transporte durante el primer período regulatorio se obtendrá como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario durante los 3 meses previos a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, incrementada en 200 puntos básicos, que corresponde al 6,5%.

El Real Decreto 1047/2013 introduce una única metodología de retribución para todas las instalaciones, independiente de la fecha de puesta en servicio de las mismas, exceptuando las instalaciones anteriores a 1998, para las que se aplica la misma metodología agrupándolas en una bolsa, para las que se calcula una vida residual útil promedio, hasta la que serán remuneradas.

El valor bruto que se retribuía al valor de la inversión de cada instalación ya no será actualizado anualmente, como se venía haciendo. A partir de ahora, se fijará al inicio de su puesta en marcha y será siempre el mismo, durante su vida útil regulatoria.

También se fija una tasa de retribución de los activos que permanecerá constante para todo el periodo regulatorio y no variará a lo largo del periodo regulatorio fijado de 6 años, como venía haciendo antes de la nueva Ley.

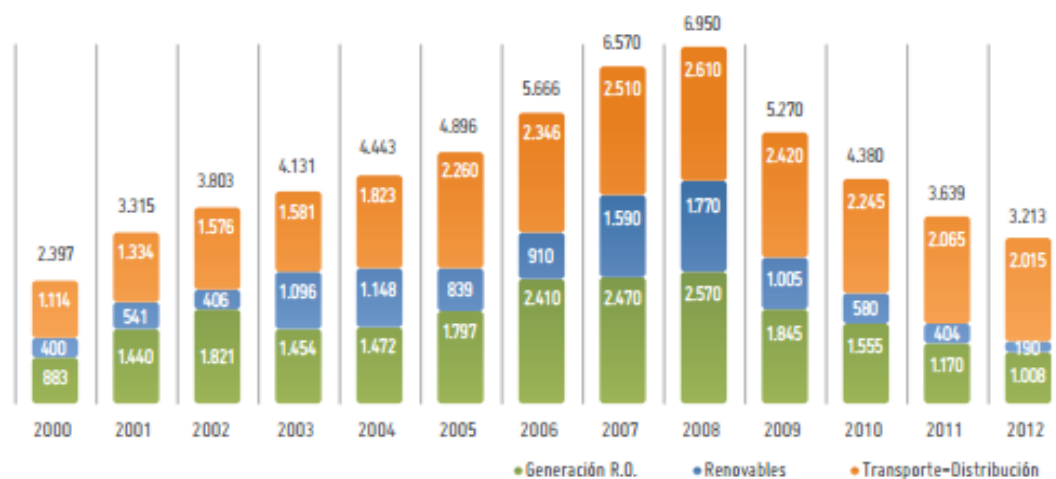
Para incentivar a la optimización de la gestión de la red de transporte, se fijan objetivos de disponibilidad de las redes, por los cuales los transportistas serán premiados o penalizados en función del nivel de cumplimiento. También se premiará con un extra en la retribución de operación y mantenimiento, a aquellas instalaciones que aun habiendo superado su vida útil regulatoria, sigan en correcto funcionamiento, fomentando la eficiencia del Sistema.

Para controlar que el nivel de inversiones no sea desmesurado, como ha sucedido durante los años de crecimiento económico ligado al boom inmobiliario de la construcción en nuestro país, se fija un organismo de control, que vigila que se cumplan las limitaciones de inversión anuales, en función del Producto Interior Bruto (PIB) del 0,065%.

En el siguiente gráfico, figura 28, se puede observar como a partir de año 2008 comienza la progresiva disminución de capital en inversiones en las redes de distribución y transporte, motivada por la disminución de la demanda provocada por la crisis económica que comenzaba en nuestro país, y por las nuevas regulaciones que establecían modelos retribución por los que se disminuiría el

dinero que las empresas iban a recibir por acometer nuevas instalaciones, hasta llegar a penalizar las inversiones excesivas y por tanto innecesarias, en la red.

Inversiones en la actividad eléctrica en España (Mill. €)



Fuente: UNESA.

Figura 28. Inversión en la actividad eléctrica en España (M€). Fuente Unesa²⁸

En la figura 29, se muestran los cambios realizados en la reforma del Sector Eléctrico, en la actividad de transporte, en materia de remuneración. Haciendo un comparativo entre la situación antes de aprobarse el RD 1047/2013 y después.

²⁸<http://www.unesa.es/biblioteca/category/1-estudios>

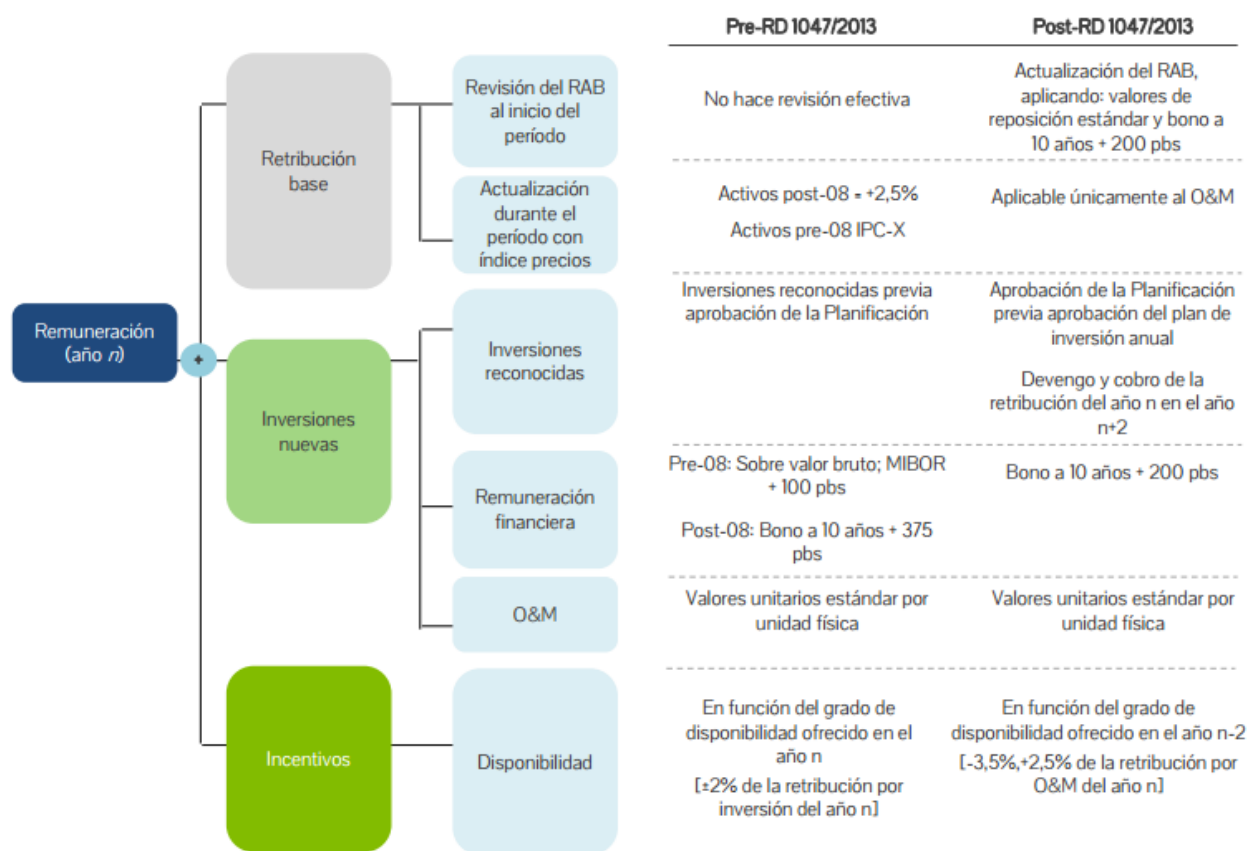


Figura 29. Remuneración transporte electricidad. Fuente BOE y Energía y Sociedad.²⁹

²⁹<http://www.energiaysociedad.es/ficha/4-3-distribucion>

Distribución:

Los costes de la actividad de distribución son los siguientes: Costes de inversión, de operación y mantenimiento y de gestión de las redes que aseguren un suministro de energía eléctrica con las adecuadas y exigidas condiciones de calidad, como se muestra en el siguiente esquema:

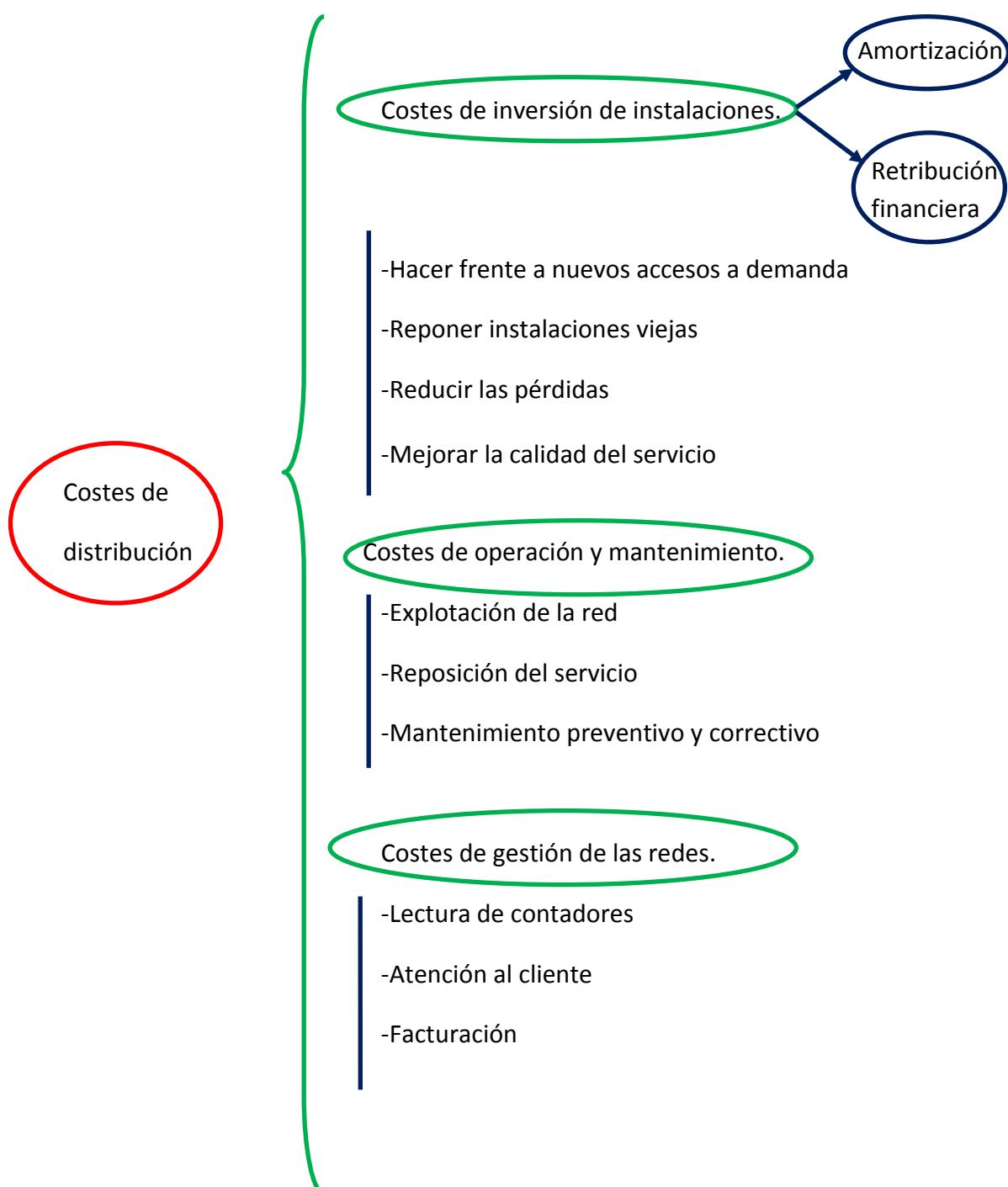


Figura 30. Costes de distribución. Elaboración propia

Las redes de distribución son más complejas de retribuir porque hay muchos tipos de instalaciones y con un amplio abanico de tensiones nominales desde la baja tensión hasta 132kV, cada una de ellas con múltiples particularidades. Por este motivo siguen otras directrices diferentes de retribución, a las de las redes de transporte.

El modelo existente, en cuanto a retribución de la actividad de distribución, antes de la Ley 54/1997, distinguía entre instalaciones de más de 36 kV, que eran más fáciles de identificar al existir un número significativamente menor que de instalaciones de menor tensión y que se retribuían de una forma estándar e instalaciones con una tensión inferior a 36 kV. Las cuales se retribuían siguiendo un modelo basado en parámetros de retribución dependientes del consumo en baja y media tensión.

Este modelo tenía carencias, pues no se tenían en cuenta las condiciones climatológicas ni orográficas, que justificaban una inversión mayor en determinadas zonas en las que el consumo no era mayor que en el resto del territorio nacional, pero que sí era necesario realizar una fuerte inversión debido a la dispersión en el asentamiento de la población, como sucedía en el norte del país, o debido a diferentes tipos de climatología, que implican mayor protección de los equipos (contra corrosión, por ejemplo) de la red de distribución en esa zona.

Se intentó corregir este desequilibrio aplicando un coeficiente a la retribución de las empresas, pero fue insuficiente para corregir las desigualdades entre ellas.

El 27 de Noviembre de 1997, se aprobó la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que como se ha explicado con anterioridad, liberalizó el Sistema. Dicha Ley, incluyó un modelo de red de referencia para el reparto de una retribución global a las empresas distribuidoras de la red, es decir, se repartía una “bolsa” entre las empresas distribuidoras, que se modificaba anualmente con el Índice de Precios al Consumo y otros factores que se aplicaban sobre el incremento estimado de la demanda de energía y sobre la mejora de la eficiencia.

La forma de retribuir la actividad de distribución, bajo la Ley 54/1997, quedó plasmada por el RD 2818/1998, que eliminó la distinción anterior a la hora de retribuir, entre las instalaciones de más de 36kV y las de menor tensión. Algo lógico, pues la actividad de distribución tiene la misma dificultad independientemente del nivel de tensión de las redes.

Pero este RD no solucionó, las desigualdades provocadas por las inversiones realizadas en zonas de mayor dispersión de población, o peores condiciones climatológicas y/o medioambientales, que suponían realizar mayor inversión en las

redes de este tipo de localizaciones, que se venían produciendo anteriormente a la publicación del RD 2818/1998.

Tampoco se introdujo ningún incentivo para mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica, en este RD. En materia de reducción de pérdidas ya existían incentivos económicos antes de la aprobación de este RD.

El siguiente cambio en la normativa de retribución, se produce a principios de 2008, con el RD 222/2008 de 15 de febrero, que estableció un método de retribución que tenía como objetivo lograr la gestión eficiente por parte de las empresas distribuidoras, para suministrar energía al usuario final con la calidad adecuada al mínimo coste posible, es decir, realizar la actividad de distribución de la manera más eficiente posible. Estandarizó el esfuerzo realizado por las empresas distribuidoras en inversión en la red, introdujo incentivos de calidad y cambió el modelo de incentivo de reducción de pérdidas. Pero siguió sin corregir los desequilibrios que se habían producido entre las empresas del sector.

Ahora, la retribución de las empresas distribuidoras era fijada anualmente por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que previamente había recibido el informe del regulador, que era el guión en el que se basaba para establecer la cuantía de las remuneraciones anuales a cada empresa actora.

El regulador (CNE, antes y CNMC ahora) elaboraba el informe retributivo en base a los planes de inversión que las empresas facilitaban, los resultados obtenidos del modelo de red de referencia y la contabilidad regulatoria de costes (que era información facilitada por las propias distribuidoras al regulador, anualmente, que incluía los costes y gastos de cada distribuidora). El Ministerio de Industria, Energía y Turismo decidía la remuneración que finalmente iban a recibir las empresas en base a todos estos informes de datos.

Los periodos regulatorios que se fijan en este RD, son ahora de cuatro años, periodo para el cual se fijaba una retribución de referencia para las empresas distribuidoras. La retribución estaba fijada en base a los costes de inversión (retribución y amortización de los activos a una tasa determinada), la retribución de los costes de operación y mantenimiento (basada en costes unitarios medios fijados) y la retribución por gestión de la red y otros costes necesarios para llevar a cabo la actividad, como costes de gestión comercial, tasas de ocupación de la vía pública, etc.

Una vez fijada la retribución de referencia, ésta se iba actualizando con el Índice de Precios al Consumo (que estaba entre un $\pm 3\%$), el Índice de Precios Industriales (el cual podía suponer un $\pm 2\%$) y el incremento de la actividad.

Seguidamente se aprobó el RD 13/2012, de 30 de marzo por el que se modificó el año en el que se retribuyen las inversiones de las instalaciones puestas en servicio, de un periodo de un año (n), como se venía retribuyendo hasta ahora, a dos años (n+2), desde su puesta en servicio, pero que tiene en cuenta el tiempo que transcurre entre la puesta en explotación de la instalación y el comienzo de su instalación, a través de un parámetro de retardo retributivo. También modificó el importe de las retribuciones en concepto de inversión en instalaciones, retribuyéndose ahora los activos en servicio no amortizados, basándose dicha retribución en el valor neto de las instalaciones.

En el siguiente RD de interés para este estudio, es el RD 9/2013, de 12 de julio, que establece la retribución de la actividad de distribución para diferentes intervalos de tiempo:

- Del 1 enero 2013 al 12 julio 2013: La parte proporcional de la retribución provisional fijada en la Orden IET/221/2013 pasa a ser definitiva.
- Del 13 julio 2013 al 31 diciembre 2013: retribución conforme a una formulación y se fija la tasa de retribución en 100 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor de la norma.
- A partir 2014: retribución conforme a una formulación y se fija la tasa de retribución en 200 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor de la norma.

A continuación se acomete la reforma del Sector Eléctrico, con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que recoge las directrices marcadas en los RD 13/2012 y RD 9/2013 además de ampliarlas con el RD 1048/2013, de 27 de diciembre, que especifica la normativa por la que se retribuye la actividad de distribución a partir de su fecha de publicación y hasta la actualidad.

El nuevo modelo retributivo pretende perpetuarse en el tiempo, y que no se vuelva a originar la necesidad de acometer ninguna reforma nueva, en el Sector Eléctrico, en el futuro.

Este RD 1048/2013 establece que la retribución base, inicial de los activos será siempre la misma durante un número de años superior a su vida residual promedio, con el fin de que esta retribución base, se mantenga constante e invariante, aunque se aprueben nuevas directrices en la materia, como venía sucediendo hasta ahora.

También se fija el objetivo, en esta regulación, de inventariar y valorar íntegramente todos los activos de las empresas distribuidoras del territorio

nacional, exigiéndoles mantenerlo siempre actualizado. Para valorar los activos de cada distribuidora, las empresas tuvieron que auditar todas sus instalaciones dentro de un plazo, ya concluido, dado por el regulador.

El regulador tiene la ardua tarea de estimar los costes unitarios para los distintos tipos de instalaciones, del modelo de referencia, y el gobierno, tiene la tarea de fijarlos. Tareas que a fecha septiembre de 2015 no ha sido resuelta y por la cual aún no se está aplicando este modelo de regulación.

Aparecen unos coeficientes de eficiencia operativa y constructiva, que están valorando el ajuste de inventarios y de los costes operación, para corregir las desigualdades entre distribuidoras a causa de la dispersión de los clientes, las zonas orográficas de difícil acceso, las condiciones climatológicas que implican mayor protección de los equipos, etc.

Otro de los cambios que introduce este RD, es que se engloban las actividades de medida de consumo de los clientes finales y atención al cliente, dentro de las obligaciones de los distribuidores, rompiendo con la metodología que se venía realizando hasta ahora, con la intención de englobar todas las tareas asociadas a la distribución, dentro de la misma retribución, simplificándola e intentando hacer el mecanismo retributivo más fácil.

Con el fin de que las empresas distribuidoras no realicen más inversiones de las que se necesitan, en la red, se establece un nivel máximo a la inversión reconocida a las distribuidoras que no puede superar el 0,12 del PIB de España, anualmente y que se repartirá por cuota, fijada con dos años de anterioridad al momento del devengo, que por otra parte en tiempos de crisis económica y de disminución de la demanda, como el que estamos atravesando (aunque se empiezan a ver brotes verdes), no es una medida muy efectiva, pues la propia situación económica del país delimita las inversiones necesarias en materia de redes.

Para que las distribuidoras aumenten su eficiencia, se establecen parámetros que ya se tenían en cuenta en las normativas anteriores, pero se reestructuran y también se introduce un nuevo parámetro, para combatir el fraude. Los parámetros de eficiencia se refieren a la construcción de las infraestructuras y a la operación y el mantenimiento de las redes.

Las distribuidoras también obtendrán incentivos si mejoran los objetivos marcados por ellas mismas, cada año, en materia de mejora del servicio y reducción de pérdidas.

En la figura 31, se muestran los cambios realizados en la reforma del Sector Eléctrico, en la actividad de distribución, en materia de remuneración. Haciendo un comparativo entre la situación antes de aprobarse el RD 1048/2013 y después.

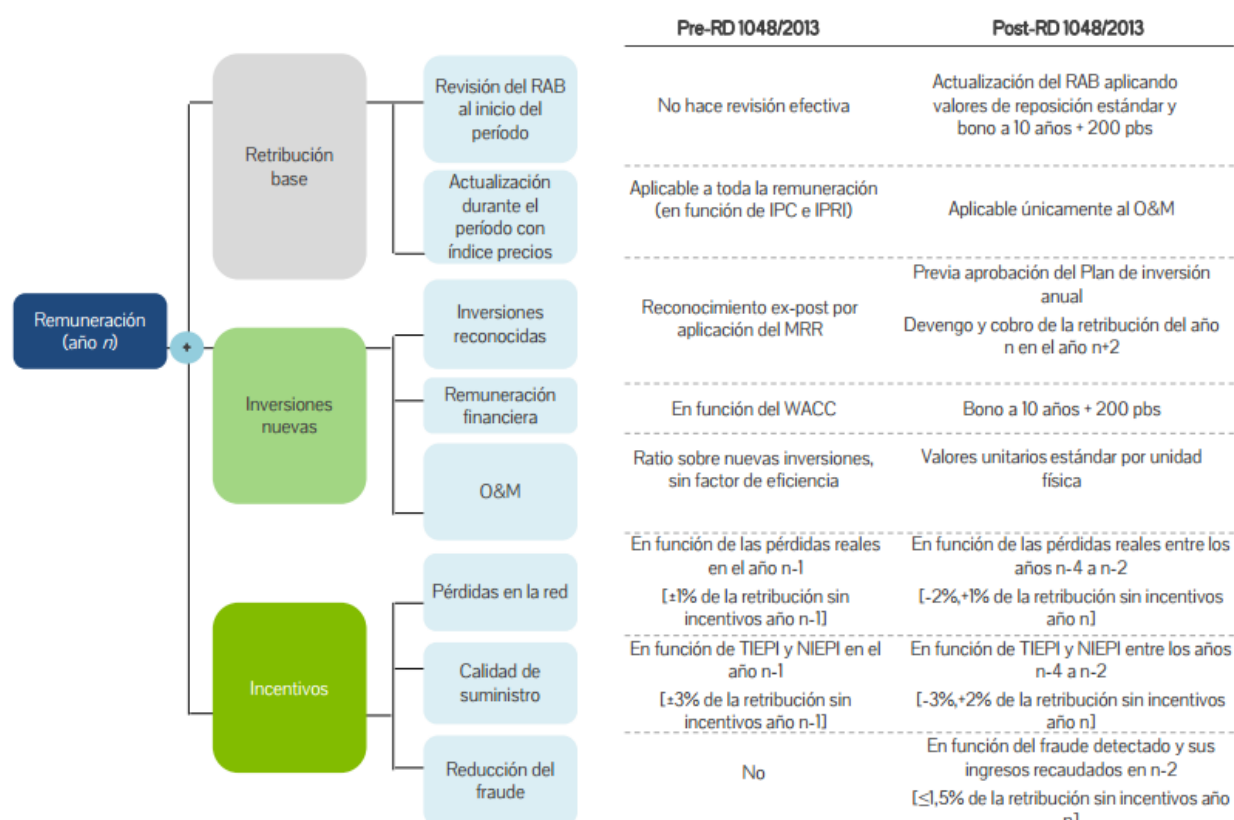


Figura 31. Remuneración distribución electricidad. Fuente BOE y Energía y Sociedad.³¹

³¹<http://www.energiaysociedad.es/ficha/4-3-distribucion>

Se resumen los principios de la reforma del Sector Eléctrico en la figura 32, destacando 3 grandes cambios:

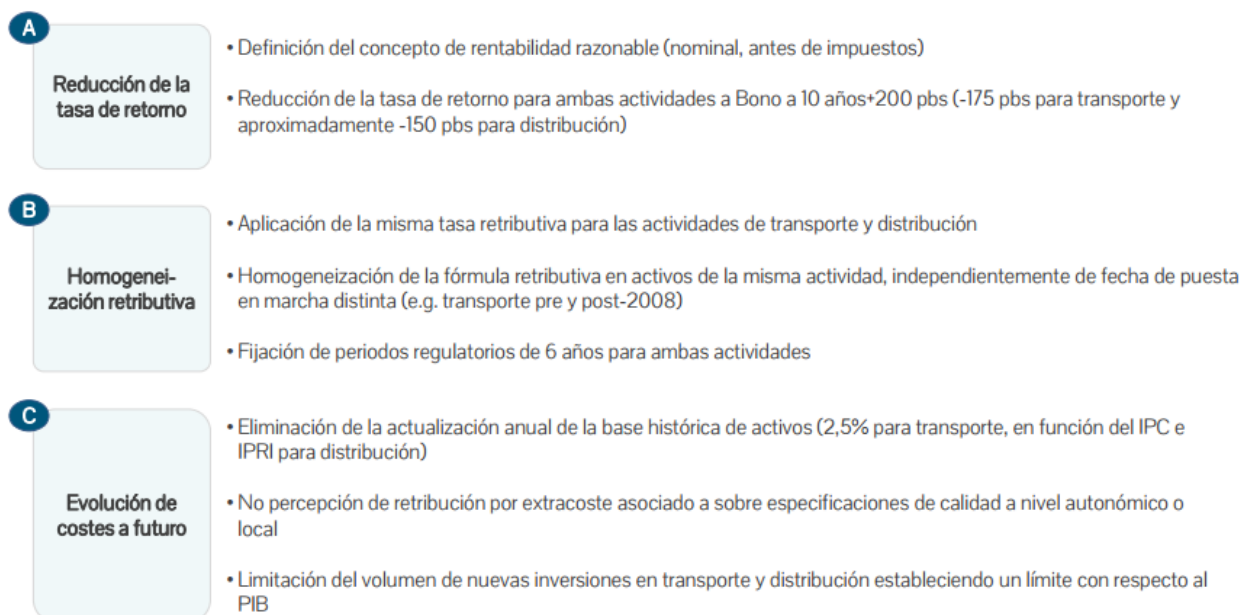


Figura 32. Resumen de cambios en la reforma del Sector Eléctrico.³²

A pesar de todos los esfuerzos del Gobierno, por redactar una nueva Ley del Sector Eléctrico que sea equitativa, para todos los actores participantes en las actividades que regula, el modelo de retribución actual también presenta problemas que se tendrán que ir solucionando con mejoras, en posteriores legislaciones.

Por ejemplo, en cuanto a la no retribución del capital de las instalaciones que permanezcan en servicio y que ya estén amortizadas, las empresas distribuidoras creen injusto que no se retribuyan dichas instalaciones, en concepto de costes de explotación, puesto que continúan prestando servicio.

Otro punto de conflicto de la nueva regulación, es el cálculo de las nuevas inversiones puestas en explotación, pues se calcula como la semisuma de la inversión realmente ejecutada y la inversión estándar, fijada mediante un modelo, para cada tipo de instalación. Este método favorece a las empresas que operan en zonas de distribución de bajo coste (zonas de fácil acceso, condiciones climatológicas no extremas, ni especiales y distribución bastante homogénea de la población), porque van a tener un extra de retribución en todas sus inversiones, al ser la inversión estándar mayor a

³²http://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/regulacion_tarifas/regulacion_nacional/RDTyD.pdf

todas sus inversiones. Sin embargo, para las empresas que operen en zonas complicadas (orografía de complicado acceso, condiciones climatológicas especiales que requieran mayores protecciones y demografía muy dispersa y heterogénea en cuanto a agrupación), esta medida va a suponer pérdidas de capital, por las instalaciones acometidas, porque la inversión realmente acometida siempre es mayor que la estándar, fijada legislativamente.

Un buen incentivo para que las distribuidoras mantengan en servicio y por tanto, en perfecto estado, las instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria (en torno a 40 años) con el fin de reducir las inversiones en reponer instalaciones viejas, es el coeficiente de extensión. Que se plantea de forma que tiene en cuenta el incremento de costes que tienen las distribuidoras debido al mantenimiento de estas instalaciones. El punto negativo es que no se comenzará a aplicar este incentivo, hasta dentro de 20 años aproximadamente.

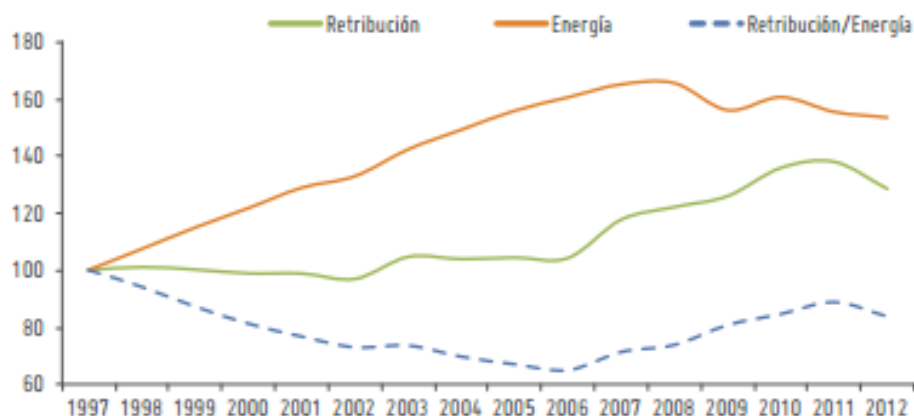
Otros aspectos que preocupan a las empresas distribuidoras son, las limitaciones en inversión que el estado puede asignarles, en caso de incumplimiento del plan previsto, sin tener en cuenta si las causas de dicho incumplimiento son voluntarias (mala gestión de la empresa), o involuntarias (disminución de la demanda). O el volumen de inversión asignado a cada empresa, que puede no ajustarse a las necesidades de las distribuidoras, debido a los factores antes mencionados, relacionados con dispersión del asentamiento de la población, condiciones orográficas o climatológicas o de variación de la demanda.

La tasa de retribución antes de impuestos, de los activos de la red se fija para el primer periodo de la regulación (hasta el año 2020), en un 6,5% que no se corresponde con el mercado actual y será un fuerte motivo por el que las empresas distribuidoras disminuyan el nivel de inversiones en la red, significativamente, hasta llevar a cabo, sólo las estrictamente necesarias.

A continuación se van a analizar algunos datos reales de inversiones en redes eléctricas y como han sido retribuidas, así como de demanda de energía a lo largo de los años.

En el siguiente gráfico, Figura 33, podemos ver la evolución de la retribución real, la energía distribuida y el ratio de ambas.

Retribución real, energía distribuida y ratio de ambas (Índice base 100 = 1997)



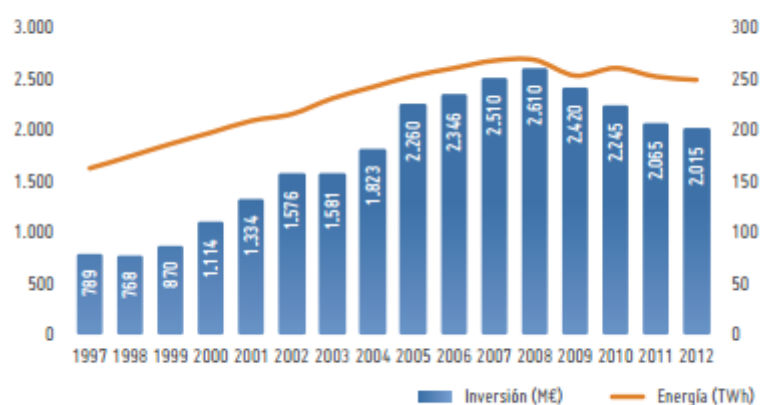
Fuente: UNESA.

Figura 33, Retribución real, energía distribuida y ratio de ambas. Fuente UNESA.³³

En el periodo transcurrido hasta 2008 las empresas de UNESA tuvieron que acometer una serie de inversiones que se resumen en la Figura, 34.

Gráfico 16

Inversión vs energía distribuida (1997-2012)



Fuente: UNESA.

Figura 34. Inversión en la red de distribución 1997-2012 vs. energía distribuida. Fuente UNESA.³⁴

^{33y34} <http://es.slideshare.net/winspain/qu-hay-detrs-de-nuestra-factura-elctrica-alberto-ban-unesa>

La conclusión que se obtiene de estos datos de inversión y de retribución, es que el método empleado hasta 2008 no hacía crecer proporcionalmente la retribución obtenida por realizar esta actividad con respecto al aumento de la calidad y la eficiencia del servicio.

A continuación se muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica en España desde 1990 a 2014, Figura 35, donde se puede observar que a partir del año 2008, con el inicio de la crisis económica instaurada en nuestro país, la demanda de electricidad pasa de un acusado crecimiento a un descenso importante. A pesar de que la demanda eléctrica comienza a disminuir a partir del 2008, el encarecimiento de la factura eléctrica continúa con su ascenso progresivo, como se puede ver en la Figura 36, donde se puede ver que España se sitúa en cuarto lugar, entre los países que más han encarecido la factura eléctrica entre los años 2008 y 2013.

Esto es algo que va contra toda lógica, pero el motivo del encarecimiento progresivo de la tarifa eléctrica, es el ya famoso déficit del sector eléctrico, comentado con anterioridad.

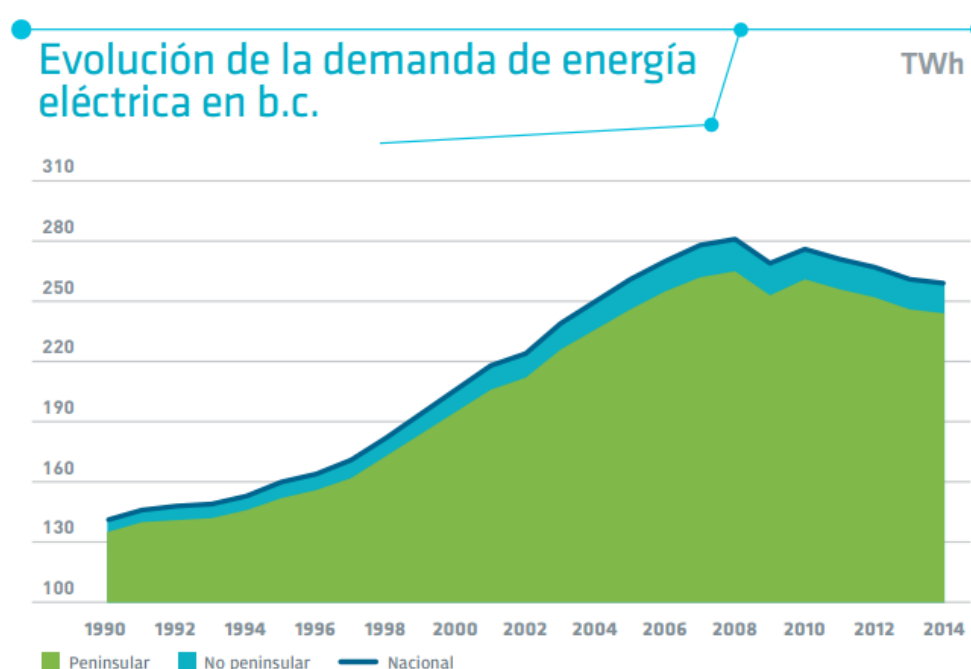


Figura 35. Evolución de la demanda de energía eléctrica. Fuente REE³⁵

³⁵http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/sintesis_ree_2014.pdf

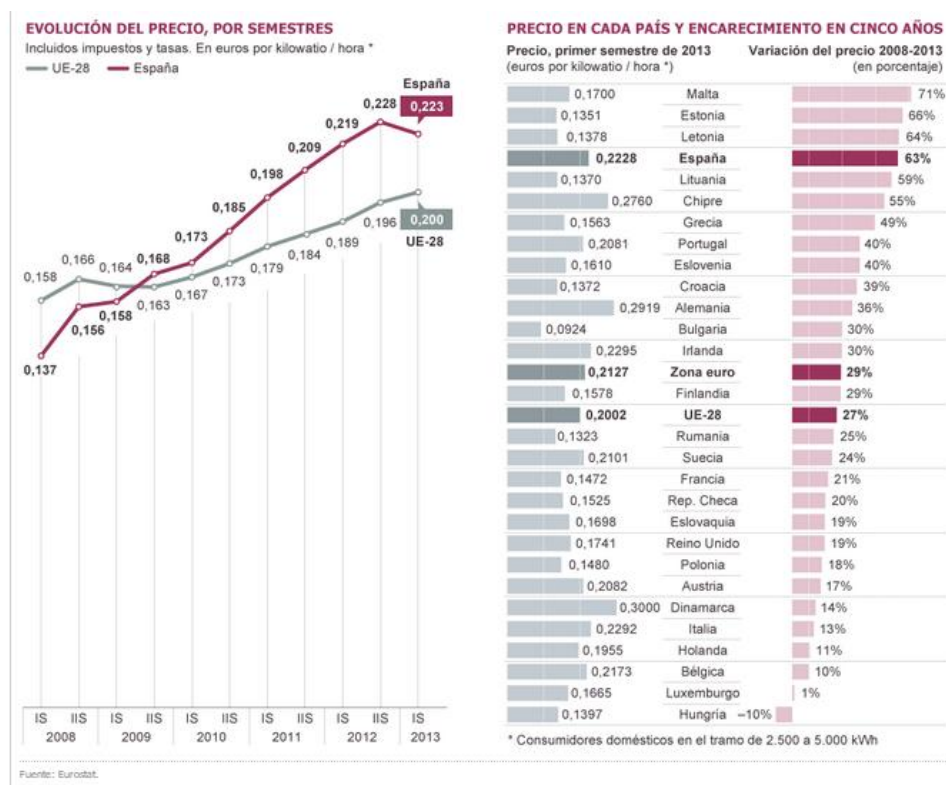


Figura 36. Fuente El País con datos de Eurostat.³⁶

En la Figura 37, se muestra el ratio de rentabilidad operativa de las actividades eléctricas y como ha ido perdiendo importancia con respecto a la rentabilidad obtenida por los nuevos modelos de negocio.

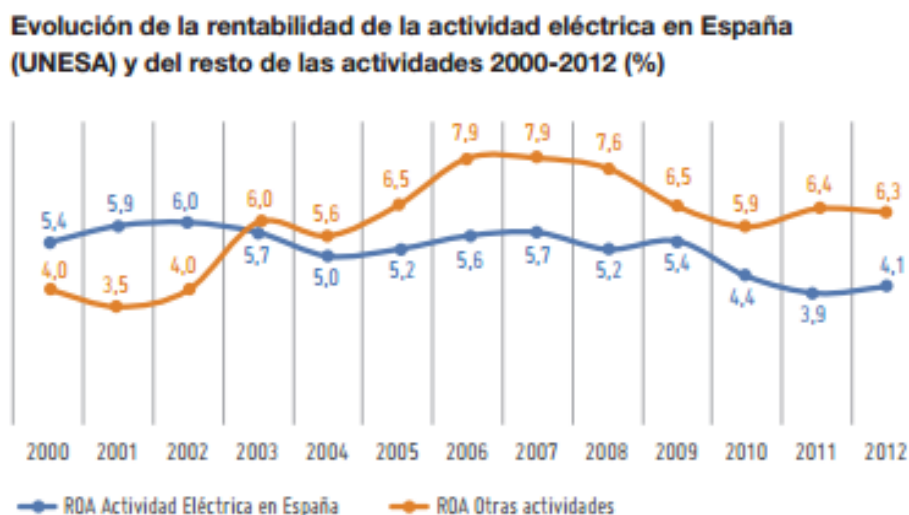


Figura 37, Evolución de la rentabilidad de la actividad eléctrica en España y del resto de las actividades entre los años 2000-2012. Fuente Unesa.³⁷

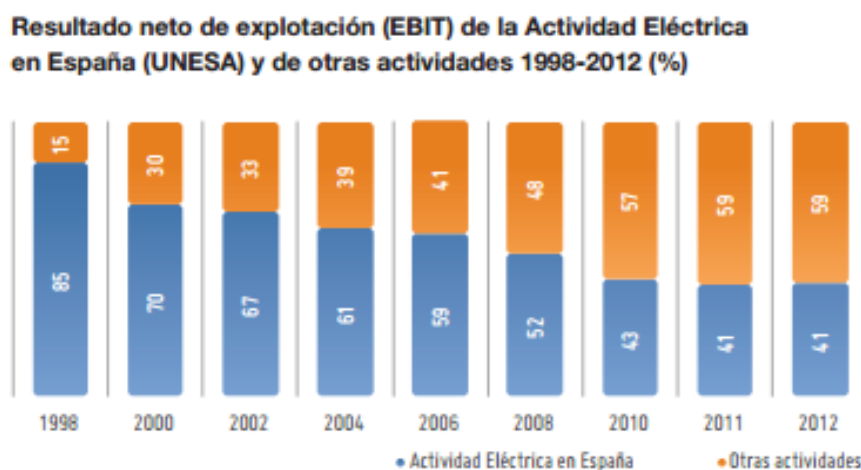
³⁶http://elpais.com/elpais/2013/12/17/media/1387305009_225956.html

³⁷<http://es.slideshare.net/winspain/qu-hay-detrs-de-nuestra-factura-elctrica-alberto-ban-unesa>

Como se observa en la anterior gráfica desde 2003, información de UNESA, las empresas del sector eléctrico pertenecientes a la misma pasaron a obtener más rentabilidad de sus operaciones ajenas al sector eléctrico.

Debido a la situación económica que atraviesa España y a los nuevos ajustes que han tenido que llevar a cabo las empresas distribuidoras para adaptarse a las exigencias del Sector, en cada momento, el modelo de negocio de estas empresas ha cambiado progresivamente de dedicar su actividad casi enteramente al sector eléctrico a obtener la mayoría de sus beneficios de otras actividades no relacionadas con la actividad eléctrica.

En la Figura 38, se puede comprobar cómo se han ido diversificando las actividades de estas empresas, hasta que las actividades eléctricas en España suponen en 2012 sólo el 41% del total de actividades que desarrollan las empresas de UNESA.



Fuente: UNESA.

Figura 38, Evolución del resultado neto de explotación de la Actividad Eléctrica en España y de otras actividades entre 1998 y 2012. Fuente Unesa.³⁸

UNESA en su único informe financiero publicado con los datos financieros de las empresas que lo forman, en el periodo 1997-2012, incide en cinco puntos que creen que deberían tomarse en cuenta a la hora de fijar objetivos para que el sector sea más eficiente y rentable y son los siguientes:

1) El sector eléctrico es un sector de vital importancia para la recuperación económica. Aporta como dato relevante que la inversión en el sector puede tener un impacto de un 50% de PIB entre factores directos e indirectos.

³⁸<http://es.slideshare.net/winspain/qu-hay-detrs-de-nuestra-factura-elctrica-alberto-ban-unesa>

2) UNESA insta a invertir en el sector para cumplir los objetivos adquiridos en materias de renovables.

3) *“La actividad de distribución es un importante yacimiento de empleo, con un impacto superior a la media del sector eléctrico. También lo es en términos de contribución al PIB. Por lo que las exigencias en inversión y gasto que supone el cambio de paradigma de la actividad de distribución tendrían además un efecto muy positivo sobre la economía. Concretamente, por cada 1.000 millones de euros de inversión y gasto la contribución al PIB sería de 2.500 millones de euros y se generarían cerca de 22.000 empleos. Por el contrario, una contracción de la actividad conduciría a resultados negativos del mismo orden de magnitud.”*

4) Este punto apunta como ocurre en el punto anterior con la actividad de distribución a recalcar el impacto que tiene la actividad de comercialización al PIB

5) En este punto se trata la actividad de generación y se resalta que la inversión aporta más para el PIB que los trabajos que genera o el beneficio que se genera ya que esta actividad requiere mucha inversión y solo genera empleo cuando se despliega.

5.1 EJEMPLOS DE COMPARACIÓN ENTRE RETRIBUCIONES

A continuación, en la figura 39, se muestra la evolución de la retribución de la actividad de distribución, desde el año 2000 hasta el 2013. Y en la Figura 40, se muestra la evolución de la retribución de la actividad de transporte para los mismos años.

EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN [M€]

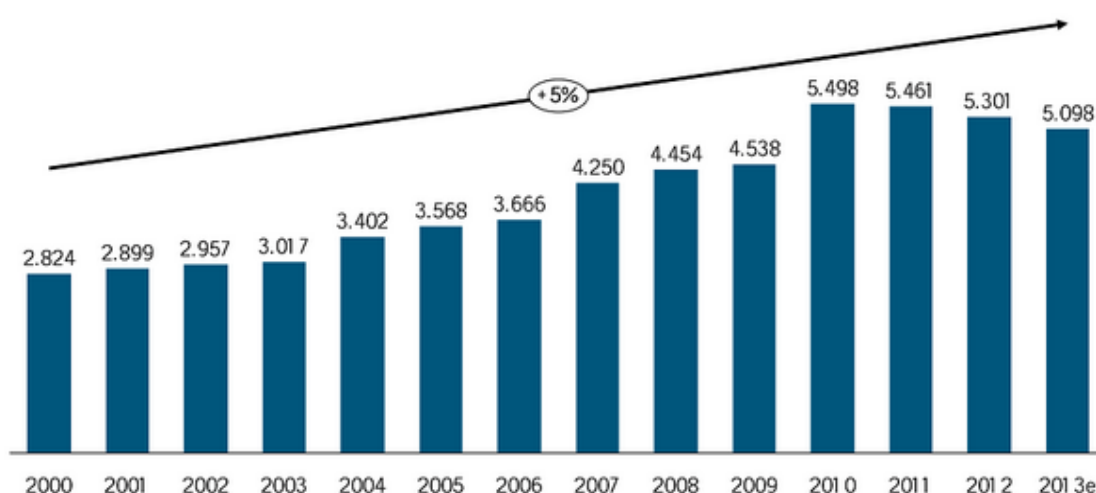


Figura 39. Fuente BOE y Energía y Sociedad.³⁹

³⁹<http://www.energiaysociedad.es/ficha/4-3-distribucion>

EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE [M€]

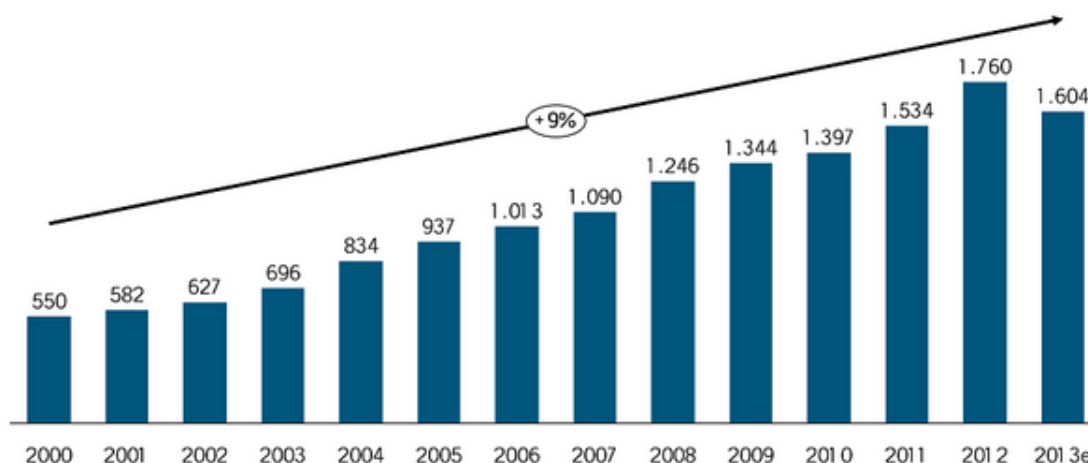


Figura 40. Fuente BOE y Energía y Sociedad.⁴⁰

5.2 HOJA DE RUTA

La hoja de ruta de este Trabajo Fin de Grado es la aplicación que se ha diseñado en formato Excel, para que cualquier empresa distribuidora, o REE como transportista del sistema, puedan calcular como se les retribuirán por desarrollar las actividades de distribución y transporte de energía eléctrica el primer año, que se ponga en funcionamiento la nueva regulación aprobada con la reforma del sector eléctrico, plasmada en la Ley 24/2013.

El problema de esta aplicación, es que está basada en parámetros estimados debido a que los parámetros base que conforman las diferentes fórmulas no han sido publicados por el Gobierno, por lo que se desconoce su valor. No siendo las estimaciones de la retribución a percibir correctas, pero pudiendo modificarse en cuanto se publiquen los índices del modelo de referencia a seguir.

Se ha intentado contactar con varias empresas distribuidoras, mediante email, pero no se ha obtenido respuesta.

En el método de cálculo se diferencian datos a introducir por el usuario, como los valores de referencia del modelo base y los datos que interesan a las empresas distribuidoras y transportista, que se han clasificado en datos a mostrar.

A continuación se muestran algunos pantallazos de ejemplos simulados con la aplicación:

⁴⁰<http://www.energiaysociedad.es/ficha/4-2-transporte-y-operacion-del-sistema>

Aplicación de distribución:

Resultado Final		Datos a Introducir							
FRRiIbase	16.384	Kinmd-AT	6	Vij	0	Alphao&mNI	1		
IBBTibase	1	UFjAT	1	FRRiIn-2	2	k	1		
IBATibase	1	Vujinv	1	Rin	640.694	TRFAPS	1		
IBRiIbase	45.876	IBATibase	1000	Rijn	1	trj	1		
Aibase	45.876	IBOibase	1	Ajn	0	Ayj	1		
Rfibase	45.876	lambdaibase	1			Uj	1		
Rinibase	540.690	Kinmi-BT	0,9			Vijn-2real	1		
ROMATibase	6	UFjBT	1			Vuj	1		
ROMBTibase	1	Y2011->base	0,5			TRFn	1		
FRROMibase	16.385	TRFbase	1			ROMNLAEinNI	100.000		
ROMibase	540.689	trbaseon	15			Alphaio&mNI	0,9		
RINI	90.002	VUjo&m	1			Vubase	1		
Rjn	2	VFjBT	1			Vriibase	1		
RFjn	1	VFjAT	1			ROMjn	1		
VNjn	1	ROMNLAEibase	30			Vijunitn-2	1		
Vij	0	Alphao&mNI	1			ROTDin	10.000		
FRRiIn-2	2	k	1			Qin	1		
Rin	640.694	TRFAPS	1			Pin	1		
Rijn	1	trj	1			Fin	1		
						Riibase	1		

Figura 41. Ejemplo de retribución de distribución. Elaboración propia

Aplicación de transporte:

Resultado Final		Datos a Introducir		Variable		Significado	
Rin	5625	Idjn	1	Rin		Retribucion año n instalación i puesta en servicio en n-2	
Rjn	5675	TRFn	7	Rjn		Retribucion instalación j puesta en servicio en n-2	
Ajn	25	K	10	Ajn		Retribución amortización instalación j año n	
Rfn	5600	Vij	1000	Rfn		Retribucion de la inversion j en el año n	
VNjn	800	Vuj	40	VNjn		Valor neto de la inversión j con derecho a retribución.	
ROMjn	50	VOMjn-2	1	ROMjn		Retribucion por operación y mantenimiento de la instalación j en el año n	
FRROMjn-2	2	UFj	50	Idjn		Incentivo disponibilidad obtenido en n-2	
		TRFn-2	1	TRFn		Tarifa de retribución financiera aplicable en el año n	
		trom	1	K		Años transcurridos desde la autorización de la instalación	
				Vij		Valor de inversión de la instalación j	
				Vuj		Vida útil de la instalación en j	
				VOMjn-2		Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento en el año n-2	
				UFj		Unidades físicas de la instalación	
				FRROMjn-2		Factor de retardo retributivo para operación y mantenimiento	
				trom		tiempo de retardo retributivo de la operación.	

Figura 42. Elaboración propia. Ejemplo de retribución de transporte. Elaboración propia

6. PRESUPUESTO

PRESUPUESTO DE PROYECTO						
1.	AUTOR	CELIA JIMÉNEZ LÓPEZ				
2.	DEPARTAMENTO	INGENIERÍA ELÉCTRICA				
3.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO					
TÍTULO:		REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD.				
DURACIÓN:		6 MESES				
4.	DESGLOSE PRESUPUESTARIO					
PERSONAL						
APELLIDOS Y NOMBRE	CATEGORÍA	DEDICACIÓN		HORAS TOTAL	COSTE MES	TOTAL
		(HORAS / DÍA)	DÍAS		€/ HORA	EUROS
CELIA JIMÉNEZ LÓPEZ	INGENIERO JUNIOR	3	133	400	15	6.000,00 €
					TOTAL	6.000,00 €
EQUIPOS Y SERVICIOS						
DESCRIPCIÓN	COSTE	% USO DEDICADO	DEDICADO (MESES)	AMORTIZACIÓN	COSTE	
ORDENADOR PERSONAL	600 €	100	6	-	600,00 €	
CONEXIÓN A INTERNET	32,50 €/MES	100	6	-	195,00 €	
				TOTAL	795,00 €	
5.	RESUMEN DE COSTES					
DESCRIPCIÓN		COSTES TOTALES				
PERSONAL		6.000,00 €				
EQUIPOS Y SERVICIOS		795,00 €				
TOTAL		6.795,00€				

7. CRONOGRAMA

CONTENIDO	ACTIVIDADES	SEMANAS																										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
SISTEMA ELÉCTRICO	BÚSQUEDA																											
	ANÁLISIS																											
	CONSTRUCCIÓN																											
	CORRECCIÓN																											
REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN Y EL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	BÚSQUEDA																											
	ANÁLISIS																											
	CONSTRUCCIÓN																											
	CORRECCIÓN																											
ANALISIS RETRIBUCION DE ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	BÚSQUEDA																											
	ANÁLISIS																											
	CONSTRUCCIÓN																											
	CORRECCIÓN																											
APLICACIÓN	BÚSQUEDA																											
	ANÁLISIS																											
	CONSTRUCCIÓN																											
	CORRECCIÓN																											
CONCLUSIONES	BÚSQUEDA																											
	ANÁLISIS																											
	CONSTRUCCIÓN																											
	CORRECCIÓN																											
DESARROLLO MEMORIA	BÚSQUEDA																											
	ANÁLISIS																											
	CONSTRUCCIÓN																											
	CORRECCIÓN																											
RESTO APARTADOS Y OTROS																												

8. CONCLUSIONES

Este apartado se divide en dos partes, en primer lugar se expondrán las conclusiones técnicas obtenidas a partir del análisis de las retribuciones expuestas en este trabajo y en segundo lugar, se incluirán las conclusiones personales obtenidas de la elaboración de este Trabajo Final de Grado.

Conclusiones técnicas:

A continuación se va a analizar la medida en la que se han conseguido los objetivos marcados para este TFG.

El primer objetivo de conocer la evolución de la retribución que reciben las empresas distribuidoras y transportistas de energía eléctrica, se ha conseguido. Se ha hecho un análisis de la evolución de dichas retribuciones, comparando los cambios en cada una de ellas.

El segundo objetivo también se ha conseguido, pues se ha desgornado la forma de retribuir estas dos operaciones de carácter regulado, en cada uno de los periodos, explicando cada término de los que depende la formulación de las retribuciones.

Se han abordado las causas de los distintos cambios en la regulación de la retribución de transporte y distribución de energía eléctrica, analizando dichas causas y los objetivos que pretendían conseguir tomando estas medidas.

No se ha podido ver, de forma rigurosa, los ejemplos de retribución de transporte y distribución de energía eléctrica, aplicando la última regulación aprobada, debido a que ni la CNMC ni el gobierno han publicado los valores de la red de referencia en que se basa la última regulación aprobada con la reforma del sector eléctrico y reflejada en la Ley 24/2013. Debido a que estos valores aún no han sido aprobados, aún no se está aplicando la última regulación sobre retribución de transporte y distribución a fecha septiembre de 2015. Según la información obtenida por UNESA, se prevé que dichos valores se publiquen antes de finalizar el año 2015, pudiéndose aplicar la nueva regulación en materia de retribución, en el año 2016.

Conclusiones personales:

En este TFG se analiza y desarrolla una parte de la legislación muy concreta, del sector eléctrico, la correspondiente a las retribuciones de las actividades reguladas de distribución y transporte de electricidad. Este carácter tan específico del tema a tratar, ha supuesto un gran trabajo de investigación y recopilación de información tanto técnica como económica.

El principal reto ha sido entender la forma de retribuir las actividades reguladas del sector eléctrico, desde entender los términos económicos en los que se basa la formulación de esta retribución, a entender las tareas que se desarrollan tanto por las empresas distribuidoras, como por el transportista del sistema, para suministrar correctamente la energía eléctrica a los consumidores y que tienen derecho a remuneración.

Una de las tareas más laboriosas ha sido la búsqueda de información y el filtrado de la misma, pues hay numerosa bibliografía en la red, sobre el tema que se ha desarrollado en este trabajo y ha sido difícil seleccionar los datos más fiables, resumirlos y explicarlos, por la complejidad de los mismos. Por ejemplo la lectura de gran parte de los Boletines Oficiales del Estado, dedicados a la retribución de las actividades reguladas, ha sido una tarea laboriosa, pero ha servido para adquirir las bases económicas que nos ayuden a entender la formulación y los cambios en la misma, de la retribución de distribución y transporte de electricidad.

La elaboración de la memoria de este trabajo ha supuesto para su autora la mejora personal a la hora de redactar documentos técnicos y proyectos, el aprendizaje de búsqueda de fuentes de información fiables y el conocimiento sobre la legislación en materia retributiva en el ámbito de las actividades reguladas del sector eléctrico. Todo ello supone un aprendizaje relevante y favorable, de cara a un futuro laboral en este sector y en particular en las actividades de distribución y transporte de energía eléctrica.

Además de la adquisición de nuevos conocimientos técnicos y académicos, el desarrollo de este trabajo ha supuesto un reto a la hora de enfrentarse al análisis de Leyes, de datos numéricos y a la elaboración de conclusiones a partir del análisis de esos datos. Por todos los conocimientos y habilidades adquiridas a lo largo de la realización de este TFG, he podido mejorar mi Currículum Vitae, teniendo mejores cualidades en este momento, que antes de abordar este trabajo, para enfrentarme al mundo laboral, en un futuro próximo.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] (Julio, 2015) Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. [Online]. <http://www.cnmc.es/>
- [2] (Febrero, 2015) UNESA [Online]. <http://www.unesa.es/>
- [3] (Febrero, 2015). Endesa [Online]. <http://www.endesa.com/>
- [4] (Febrero, 2015). Unión Fenosa Distribución. [Online] <http://www.unionfenosadistribucion.com/>
- [5] (Febrero, 2015). REE. [Online] <http://ree.es/es>
- [6] (Septiembre, 2015). Sede electrónica CNMC. [Online]. <https://sede.cne.gob.es/web/guest/circulares>
- [7] (Septiembre, 2015). Ministerio de Industria, Energía y Turismo. [Online]. <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Distribuidores/Paginas/Distribuidores.aspx>
- [8] (Septiembre, 2015). Boletín Oficial del Estado. https://www.boe.es/diario_boe/

- [9] (Septiembre, 2015). Energía y Sociedad [Online]. <http://www.energiaysociedad.es/ficha/4-3-distribucion>
- [10] (Marzo, 2015). Open Course Ware UC3M. [Online] <http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/circuitos-magneticos-y-transformadores/temas/temas/TEMA-0.pdf/view>
- [11] (Septiembre 2015). CNMC. [Online]. http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Resoluciones/2015/1507_Julio/150716_INF_DE_0027_14.pdf
- [12] (Mayo 2015). Deloitte [Online]. http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/es/Documents/energia/Deloitte_ES_Energia_Cuadernos-de-energia-n42.pdf
- [13] (Agosto 2015). Iberdrola [Online]. <http://www.iberdrola.es/inicio>
- [14] (Septiembre 2015). Cide [Online]. <http://www.cide.net/#>